



DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

1T24

ri.3rpetroleum.com.br



Resultados | 1T24

Rio de Janeiro, 08 de maio de 2024 – A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“3R” ou “Companhia”) (B3: RRRP3) apresenta os resultados referentes ao primeiro trimestre de 2024 (“1T24”). 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					
	1T24	1T23	Δ A/A	4T23	Δ T/T
Receita Líquida (R\$ milhões)	2.007,6	573,7	3,5x	1.849,5	8,6%
EBITDA Ajustado (R\$ milhões)	724,6	155,6	4,7x	696,6	4,0%
Margem EBITDA Ajustada	36,1%	27,1%	9,0 p.p.	37,7%	-1,6 p.p.
Produção Total¹ (boe/dia)	44.397	20.691	2,1x	45.902	-3,3%
Produção média diária de óleo (bbl/dia)	34.220	13.530	2,5x	36.085	-5,2%
Produção média diária de gás (boe/dia)	10.177	7.161	42,1%	9.817	3,7%
Preço médio da venda de óleo (US\$/bbl)	75,6	63,7	18,6%	75,2	0,5%
Preço médio da venda de gás (US\$/MMbtu)	8,4	8,2	2,4%	8,7	-3,7%
Lifting Cost (US\$/boe)	18,6	22,4	-16,7%	18,0	3,6%

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

DESTAQUES DO TRIMESTRE

Execução alinhada ao planejamento da tese de investimento

- **Aprovação da distribuição de R\$ 92,6 milhões em dividendos**, referentes ao exercício de 2023
- Portfólio amplo, diversificado e com importantes avenidas de crescimento colocam a **Companhia em posição de destaque no movimento de consolidação do mercado de O&G**
- **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
 - **Emissão de US\$ 500 milhões em Notes (Bond) de 7 anos**: reabertura do mercado de dívida internacional para primeiros emissores na América Latina, que estava fechado desde 2022
- **Reorganização societária de subsidiárias**, com enfoque na simplificação organizacional e maior eficiência operacional e financeira

Performance orgânica traduzida em resultado financeiro consistente

- **Receita líquida consolidada de R\$ 2.007,6 milhões no 1T24, +3,5x A/A e +8,6% T/T**
- **EBITDA Ajustado consolidado somou R\$ 724,6 milhões no 1T24, alta de 4,7x A/A e 4,0% T/T** e margem EBITDA Ajustada consolidada de 36,1%, +9,0 p.p. A/A e -1,6 p.p. T/T
- **Segmento upstream registrou margem EBITDA Ajustada de 54,1% no 1T24, enquanto o segmento mid & downstream atingiu 4,3%**, sem considerar o segmento corporativo e as eliminações *intercompany*

- **Melhora da monetização da produção** suportada pela renegociação de contratos e diversificação da base de clientes de óleo, gás e derivados
- **Manutenção do *lifting cost* controlado no 1T24, US\$ 18,6/boe**, mesmo com as intervenções que estão sendo realizadas em poços do Polo Papa Terra
- **Portfólio *onshore* registrou *lifting cost* de US\$ 16,6/boe no 1T24, enquanto o *offshore* aferiu US\$ 25,3/boe**

Programa de integridade e intervenções em poços preparam os ativos para aceleração de produção

- **Produção do 1T24 registrou média de 44,4 mil boe/d**, +2,1x A/A e + 29,0% quando comparado com a média de produção de 2023
- **Portfólio *upstream* ancorado na produção de óleo**, participação de 77% na produção do 1T24, mesmo com as intervenções em poços no Polo Papa Terra
- **Programa de integridade e substituições de bombas no Polo Papa Terra** preparam os ativos para maior eficiência operacional e crescimento de produção em 2024
- **Início da campanha de perfuração no Complexo Recôncavo**, a partir de abril de 2024
- **Retomada operacional do segmento *mid & downstream* após parada para manutenção programada**, recuperação da integridade e capacidade nominal operacional das instalações
- **Fator de utilização da refinaria registra 89,8% no 1T24**, +6,2 p.p. T/T

Agenda ESG em contínuo desenvolvimento

- **Desenvolvimento do Projeto Reflorescer**, mais de 2,5 mil mudas de plantas distribuídas para restauração florestal em Área de Preservação Permanente (APP) e Reserva Legal
- **Lançamento do Primeiro Programa de Trainee**, participação de 18 engenheiros recém-formados, 40% mulheres, cujo foco está no desenvolvimento de competências relacionadas às atividades de intervenção e perfuração de poços *onshore*
- **Projeto Direitos Humanos**, desenvolvimento de estudo e elaboração de *benchmark* das melhores práticas, além de medidas de conscientização interna

Conferência em Português	Conferência em Inglês
09 de maio de 2024	09 de maio de 2024
14:00 (BRT)	1:00 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: 851 1956 1917	
Senha: 116137	
Inscrição: clique aqui	

Mensagem da Administração

Desde 2019, tivemos um papel de protagonismo entre as empresas independentes do Brasil. Em apenas cinco anos, nos posicionamos entre as maiores empresas independentes da América Latina, com um portfólio único no país. Nossa recente (e intensa) história contempla um IPO após quase uma década sem a listagem de novas empresas de óleo e gás na bolsa brasileira, bem como aquisições estratégicas de ativos de produção de óleo e gás, com mais de 500 milhões de barris de reservas provadas e prováveis, distribuídos em projetos onshore e offshore. Esta combinação proporciona previsibilidade de produção e receitas, bem como alta capacidade de reposição de reservas e longevidade para a Companhia.

Como costumamos destacar, a maior parte dos nossos ativos em terra e águas rasas estão integrados a uma extensa malha de dutos, tanques e terminal, que conferem flexibilidade e independência de terceiros. De maneira análoga, nosso principal ativo offshore possui unidades flutuantes próprias e alta capacidade de tancagem, que permitem uma operação bastante eficiente, sobretudo após concluirmos a primeira etapa de recuperação de integridade ao longo de 2024. Estas características, dentre diversas outras qualidades dos nossos ativos e equipes, conferem à 3R uma posição de destaque na esperada “onda de consolidação” de empresas independentes no país.

Neste contexto, no início de 2024, após emitirmos US\$ 500 milhões em Notes (Bond) e reabrimos o mercado de dívida internacional para primeiros emissores na América Latina (que estava fechado desde o início de 2022), a agenda de consolidação e busca por sinergias tornou-se uma prioridade para a Companhia. Após recebermos a carta de um acionista da 3R sugerindo a combinação de negócios com uma empresa independente onshore em janeiro deste ano, recebemos outra carta em abril, desta vez da Enauta Participações, sugerindo a combinação com a 3R, de modo a compor um portfólio ainda mais robusto, capaz de atingir mais de 700 milhões de barris de reservas provadas e prováveis e mais de oitenta mil barris de produção diária em um horizonte de curto prazo, suportado por uma estrutura de capital otimizada, com baixa alavancagem, e se beneficiando de vultuosas sinergias financeiras, comerciais e operacionais. Como de costume, estamos nos dedicando intensamente durante a fase de diligência e avaliação da oportunidade, após assinatura de um memorando de entendimentos com exclusividade, com o intuito de criar valor no curto, médio e longo prazo aos nossos acionistas.

No âmbito operacional, entregamos no 1T24 evolução nos resultados de todos os clusters operados pela Companhia, com exceção de Papa Terra que passa por importantes intervenções em poços e campanha de recuperação de integridade nos sistemas de superfície. Mesmo com a restrição momentânea na produção do ativo, encerramos o 1T24 com produção total de 44,4kboe/d, um aumento de 2,1 vezes quando comparado com o 1T23 e de 29,0% quando comparada à média de produção de 2023. O bom desempenho operacional no upstream e a retomada integral do segmento mid & downstream, aliados a uma estratégia comercial em constante evolução, suportou uma receita líquida de mais de R\$ 2 bilhões no 1T24. Em linha com o incremento das receitas, atingimos um EBITDA ajustado de R\$ 725 milhões no 1T24, com destaque para a margem recorde de 54,1% no segmento upstream.

Outros destaques relevantes do 1T24 contemplam: a obtenção de Licença Operacional para serviço de abastecimento de navios no Terminal Aquaviário de Guamaré, o que nos permite explorar novas linhas de negócio para venda de VLSFO (ou bunker), o principal produto refinado pela Refinaria Clara Camarão; a conclusão da primeira etapa da otimização da estrutura societária da companhia, permitindo maior eficiência nos processos contábeis e fiscais; a implementação do primeiro programa de Trainee para profissionais técnicos, com o intuito de atrair e capacitar novos talentos; e a obtenção do selo de Empresa Cidadã, reforçando o reconhecimento da Companhia pelas boas práticas de Governança.

*Por fim, gostaríamos de agradecer aos nossos colaboradores pelo engajamento, espírito colaborativo e resiliência ao longo dos últimos anos de muitos desafios e conquistas, com melhoria contínua em todos os nossos processos. Temos convicção de que nossa cultura e nossos valores estão alinhados a uma estratégia de criação de valor de longo prazo aos nossos acionistas e comunidades onde atuamos, com respeito ao meio ambiente, aos nossos colaboradores e prestadores de serviço. Seguiremos o ano de 2024 com muita **ENERGIA** para **Redesenvolver**, **Revitalizar** e **Repensar** nossos ativos.*

ESG – Environmental, Social e Governança Corporativa

A Companhia reforça um posicionamento cada vez mais maduro e responsável, o qual considera não apenas os aspectos financeiros, mas também que tenha impactos positivos e de longo prazo para a sociedade e minimize eventuais efeitos negativos, visando a evolução contínua das diretrizes ESG – *Environmental*, *Social* e *Governança Corporativa*. Dentre os 11 temas definidos como prioritários para a 3R, 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, ética, integridade e *compliance*.

No compromisso de transparência com todos os *stakeholders*, a Companhia apresenta a seguir as principais iniciativas, projetos e ações, nas respectivas esferas, durante o primeiro trimestre de 2024.

Ambiental

Projeto Reflorescer: em parceria com a Associação dos Engenheiros Agrônomos do Rio Grande do Norte (ANEA/RN), a 3R iniciou o projeto em 2023 e continua desenvolvendo um conjunto de ações relevantes nas áreas de recuperação florestal, educação ambiental e fortalecimento da agricultura familiar, que beneficia diversas famílias, com enfoque na restauração florestal de 60 hectares de Áreas de Preservação Permanente (APP) e de Reserva Legal. Até o encerramento do 1T24, mais de 2,5 mil árvores frutíferas haviam sido distribuídas, suportando o fortalecimento da agricultura familiar e contribuindo para a segurança alimentar da comunidade. Outras ações realizadas no projeto referem-se à: (i) construção de um meliponário na comunidade, (ii) implantação de hortas nas escolas, e (iii) construção do viveiro de mudas, que irá produzir as plantas a serem utilizadas na restauração florestal.



Gestão de Água e Efluentes: a pesquisa realizada pela UFERSA (Universidade Federal Rural do Semi-Árido) avançou no primeiro trimestre de 2024, com experimentos no solo, identificação das espécies vegetais e a utilização da água produzida na operação do Polo Fazenda Belém. O diagnóstico está em curso, para avaliar, dentro dos parâmetros, quais espécies irão se adaptar melhor. O projeto avalia a viabilidade de reutilização da água produzida no ativo, que atualmente é tratada e reinjetada nos reservatórios, em plantios que poderão ser considerados no Inventário Anual de Gases de Efeito Estufa (GEE) da 3R.



Social

Programa Nascer: a Companhia passou a integrar o grupo de empresas participantes do Programa Empresa Cidadã da Receita Federal, no qual concede para os colaboradores a extensão das licenças maternidade e paternidade. Adicionalmente, o Programa Nascer prevê outros benefícios, como acompanhamento de gestantes em consultas especializadas, além do fornecimento do “kit bebê” às famílias após o nascimento.

Super ENEM 2024: em parceria com a Junior Achievement Bahia, a 3R realiza o projeto que pretende contribuir com a preparação dos candidatos que irão fazer o exame do ENEM neste ano. Por meio da oferta de um conjunto de atividades e formações, a iniciativa é totalmente gratuita e busca impactar cerca de 120 pessoas de cidades adjacentes às áreas de operação da Companhia na Bahia.

Corrida de Rua: A 3R é patrocinadora do Circuito das Estações e participou da Etapa Outono, no Rio Janeiro, com a presença de mais de 100 colaboradores na atividade, que faz parte do Programa VIV3R. O VIV3R é o programa de saúde e bem-estar da 3R, que busca incentivar os profissionais da Companhia a terem uma vida mais equilibrada, com a prática de atividades físicas, apoio nutricional e psicológico.

Programa Trainee: a 3R lançou o seu primeiro programa de trainee no 1T24 com a integração de 18 engenheiros recém-formados. O objetivo do programa é formar profissionais para atuarem na construção de poços *onshore*. A turma é formada por profissionais de diferentes locais do país e tem cerca de 40% de mulheres.



Ações do Dia Internacional da Mulher: a 3R apoia o empreendedorismo feminino regional. A Companhia presenteou suas colaboradoras com produtos à base de plantas medicinais da Caatinga, produzidos pelo projeto PRENDAS, cooperativa de mulheres do Rio Grande do Norte. O projeto PRENDAS, fruto do Programa Turismo de Base Comunitária do Entorno do Parque Nacional da Fuma Feia, fomenta o empreendedorismo de mulheres rurais, contribuindo para a preservação e conservação da biodiversidade local e desenvolvimento



social. Adicionalmente, a Companhia participou de ação para mulheres de comunidade quilombola na Bahia, sendo o evento realizado com um café de acolhimento e uma roda de conversa sobre saúde emocional, combate à violência de gênero, direitos e dignidade.

Infraestrutura no Rio Grande do Norte: (i) apoio na recuperação da estrada que dá acesso ao município de Guamaré, RN 401, e que tem fundamental importância no trânsito de produtos da Refinaria Clara Camarão. A Companhia se comprometeu a doar R\$ 12 milhões de forma parcelada, sendo que as obras serão executadas pelo Governo do Estado, através da Secretaria de Infraestrutura; e (ii) implantação do sistema de abastecimento de água potável na região do Polo Macau. O sistema beneficiou os moradores da comunidade de Soledade, que fica no entorno da operação do Polo Macau, e que anteriormente sofriam constante escassez hídrica e dependiam do abastecimento através de carros-pipa. Os serviços foram executados em parceria com a Companhia de Água e Esgotos do Rio Grande do Norte – CAERN e contou com investimento financeiro e técnico da 3R.

Governança Corporativa

Projeto Direitos Humanos: a Companhia fortalece os valores relativos a Direitos Humanos por meio de ações de conscientização dos colaboradores e lideranças, além de mapeamento dos aspectos e impactos relacionados ao plano de negócios da 3R. Durante o trimestre, foi realizada a etapa de conscientização dos principais *stakeholders* internos sobre o tema, bem como o estudo de regulação e tendências e a elaboração de *benchmark* das melhores práticas aplicáveis ao negócio.

Projeto Gestão do Conhecimento: a Companhia está em processo de implantação do Projeto Gestão do Conhecimento (GC), baseado na metodologia da Sociedade Brasileira de Gestão do Conhecimento, que visa a criação, captura, registro e disseminação dos conhecimentos críticos para os negócios. O projeto encontra-se em fase de desenvolvimento, sendo algumas práticas já lançadas: (i) Biblioteca do Conhecimento, cujo objetivo é armazenar conhecimentos gerais de cada área de maneira estruturada; (ii) Comunidades de Práticas, grupos específicos com encontros periódicos para discussão de assuntos técnicos e lições aprendidas, e (iii) Implantação da Gestão Eletrônica de Documentos (GED) para toda a Companhia e treinamento de colaboradores para atuar no controle documental.

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 contempla campos de produção de petróleo e gás natural em terra na Bacia do Recôncavo;
- **Complexo Offshore**, que envolve 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**, formado por campos de produção de gás natural e condensado de petróleo localizados em águas rasas e profundas (*offshore*) da Bacia do Espírito Santo. O ativo é detido pela 3R Offshore, subsidiária em que a Companhia tem o controle e participação de 85%;
- **Polo Papa Terra**, campo *offshore* de produção de petróleo, localizado na Bacia de Campos. A parcela de 62,5% do ativo é detida pela 3R Offshore, subsidiária em que a Companhia tem o controle e participação de 85%.

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, 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 termoeletricos, que são sistemas que atuam como *backups* do fornecimento tradicional de energia da distribuidora regional, principalmente no Rio Grande do Norte.

Ao final do 1T24, 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 abaixo¹²³ 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.

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

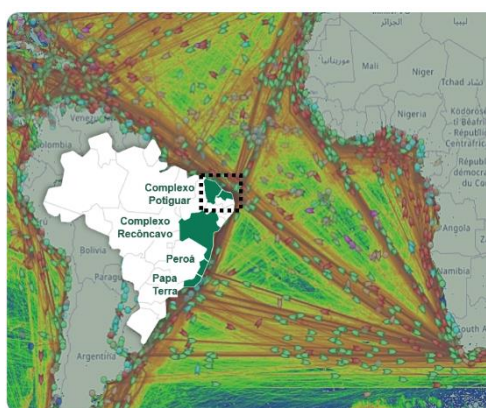
² Ativo operado pela Petrobras, participação de 65% em fase de transição (valor de aquisição US\$ 1,5 milhões)

³ Participação de 35% consolidada no portfólio pela incorporação da Ouro Preto Energia



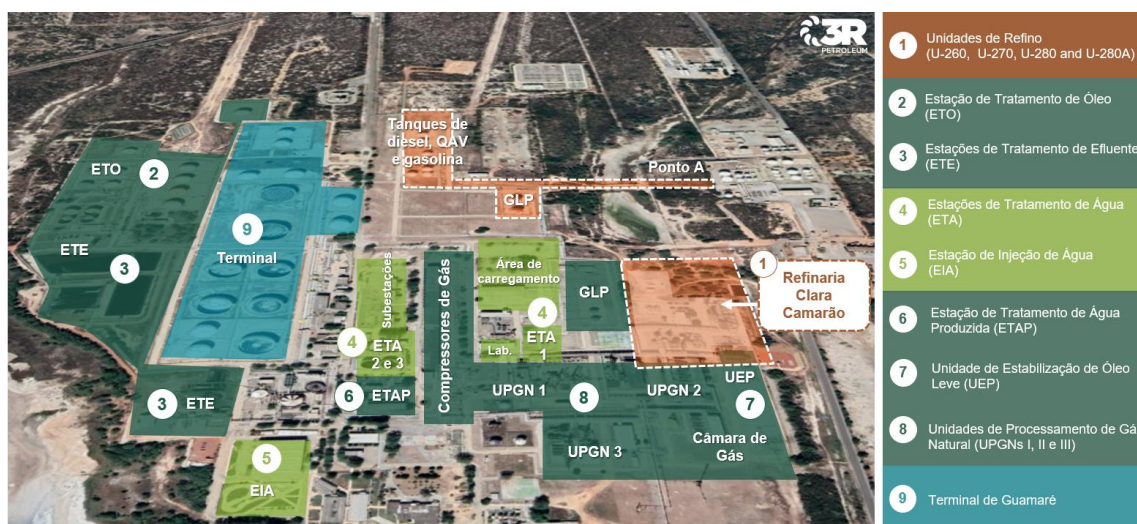
Adicionalmente ao portfólio de ativos de produção (*upstream*), a Companhia dispõe de instalações e sistemas de operação no segmento *mid & downstream* localizadas no Rio Grande do Norte, cuja operação foi assumida pela 3R em 08 de junho de 2023, das quais se destacam: (i) a Refinaria Clara Camarão, 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 dois sistemas de atracação (monoboias), os quais permitem 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 das regiões Nordeste e Sudeste do país.

Todas as instalações acima indicadas fazem parte do Ativo Industrial de Guamaré (AIG), complexo industrial com ampla integração de instalações e sistemas de operação, além de infraestrutura de suporte operacional, incluindo plantas de tratamento de óleo e gás, oficinas de equipamentos, subestações elétricas e estações de recebimento e retirada de produção em modais rodoviário e marítimo.



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) abastecem o mercado regional de produtos derivados, majoritariamente interligado por dutos, com atuação nos Estados do Rio Grande do Norte, Ceará e Paraíba, (c) acessam 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, 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 interface entre os segmentos *upstream* e *mid & downstream* no Rio Grande do Norte, ampliando a diversificação e a cadeia de valor do portfólio. 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, especialmente 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.

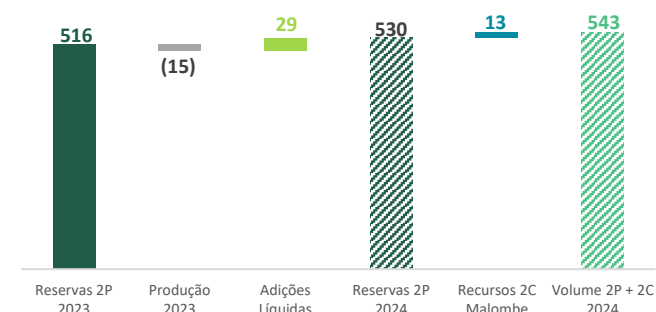


Certificação de Reservas

No 1T24 a Companhia atualizou o seu Relatório de Certificação de Reservas, emitido pela empresa especialista independente DeGolyer and MacNaughton, data-base 31 de dezembro de 2023, contemplando as concessões de petróleo e gás natural que compreendem o portfólio *upstream* da 3R.

Certificação 2024

(MMboe)



Principais Múltiplos

(WI 3R)

Certificação 2023	Certificação 2024	
US\$ 6,3 bi	US\$ 6,4 bi	VPL 10 ¹ das reservas 2P, já contemplando impostos (IR e CSL)
US\$ 6,1/boe	US\$ 5,9/boe	Capex por barril para desenvolvimento de reservas 2P
88% Óleo	89% Óleo	11% são reservas de gás na Certificação 2024 (Participação sobre as reservas 2P)
71% reservas 1P	71% reservas 1P	Participação de reservas provadas (1P) sobre as reservas provadas e prováveis (2P)
32 anos vida útil ²	34 anos vida útil ²	14 anos sobre produção pico 2P vs 15 anos na certificação 2023

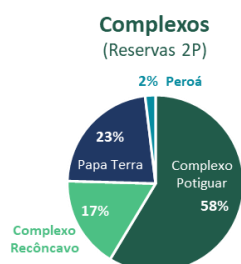
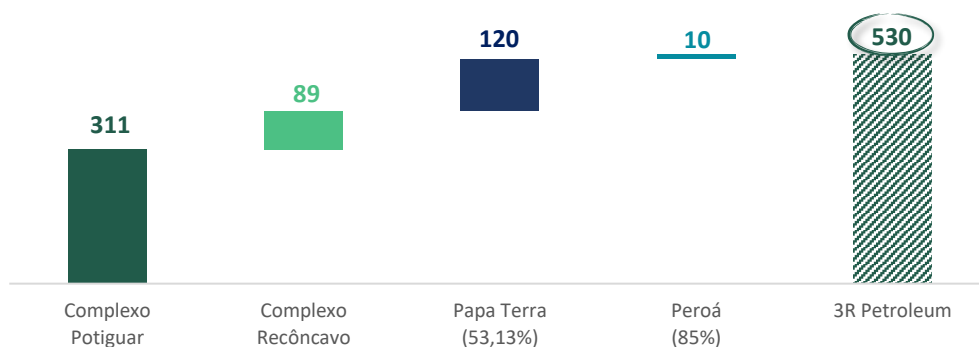
Considerando o portfólio consolidado, a Companhia passou a dispor de 530 milhões de barris de óleo equivalente ("boe") de reservas provadas mais prováveis (2P), dos quais 379 milhões de boe (ou 71% das reservas 2P) são reservas provadas (1P) e ainda 27% das reservas 2P (ou 144 milhões de boe) são classificadas como reservas provadas desenvolvidas em produção (PDP). Do total de reservas 2P, 89% são reservas de óleo e 11% representam reservas de gás natural.

Adicionalmente, a Companhia destaca que os volumes certificados relativos à descoberta de Malombe, ativo que compõe o Polo Peroá, foram classificados como recursos contingentes (13 MMboe de 2C), condicionados apenas à declaração de comercialidade do ativo perante a ANP.

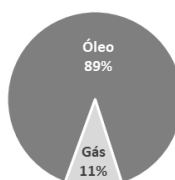
O valor presente líquido, calculado à taxa de desconto de 10% ao ano (VPL 10), estimado para o portfólio *upstream* (exploração e produção de óleo e gás natural), é de US\$ 4,64 bilhões e US\$ 6,37 bilhões para as reservas 1P e 2P, respectivamente. Importante destacar que o montante não considera o portfólio de *mid & downstream* (logística, processamento, refino e venda de derivados) detido pela Companhia na Bacia Potiguar.

Reservas 2P

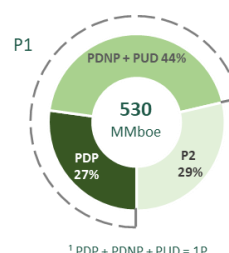
(MMboe)



Hidrocarbonetos (Reservas 2P)



Classificação¹

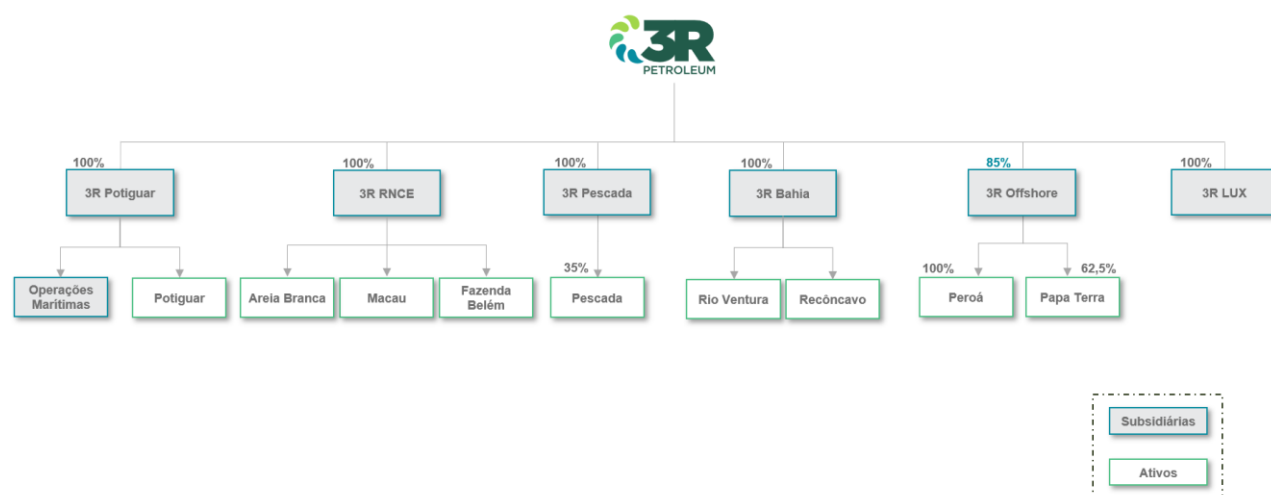


Reorganização Societária

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

Considerando que as subsidiárias envolvidas na operação são integralmente controladas pela Companhia, não houve impacto material à 3R e/ou aos seus acionistas, no que se refere aos 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

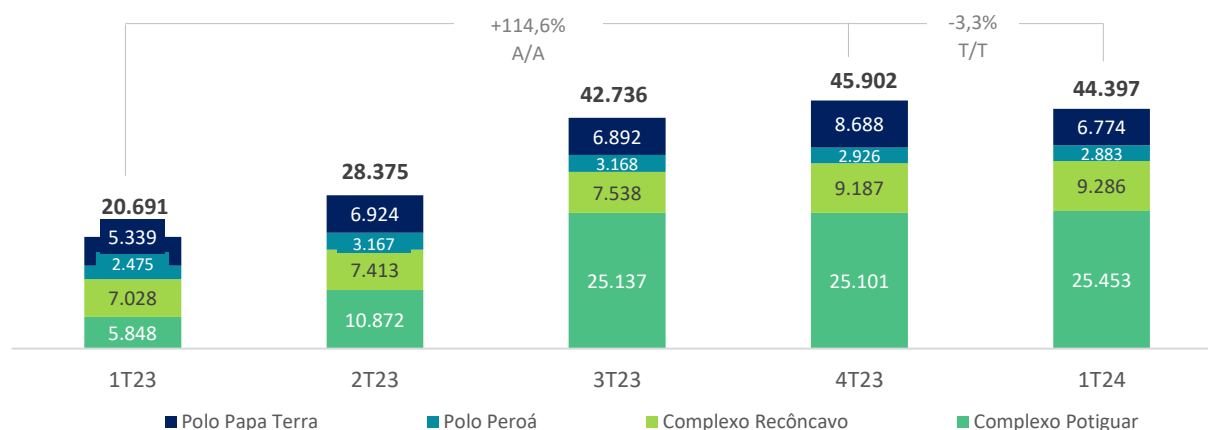
Upstream

O primeiro trimestre de 2024 representou mais um período de resiliência operacional, cujas atividades de integridade, por meio de manutenção de instalações, e intervenções em poços suportaram a performance operacional, bem como prepararam os ativos para aceleração da produção durante o ano de 2024.

No 1T24, a produção média diária atingiu 44.397 barris (boe/d), incremento de 2,1x (+114,6%) em termos anuais (A/A) e redução de 3,3% em relação ao trimestre anterior (T/T). Importante destacar que a média calculada contempla: (i) a participação detida pela 3R em cada um dos nove ativos do seu portfólio⁴, e (ii) desconsidera o volume de gás produzido, mas não comercializado, nos Polos Areia Branca, Fazenda Belém e Papa Terra.

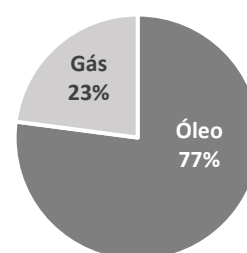
Produção Total por Complexo

Participação 3R | boe/d



No 1T24, a produção média diária de óleo alcançou 34.220 barris (bbl/d), +2,5x (+152,9%) A/A e -5,2% T/T, representando 77,1% da produção média do período. O desempenho é justificado: (i) pelas intervenções que estão sendo realizadas em poços (*workovers*) do Polo Papa Terra, para substituição das bombas BCS (bombeio centrífugo submerso), com impacto temporário na produção, (ii) por intermitências no abastecimento elétrico dos ativos dos Complexos Potiguar e Recôncavo, parcialmente compensados (iii) pelo positivo resultado de intervenções em poços com a utilização de sondas (*workover* e *pulling*) no Complexo Recôncavo.

Perfil da Produção (1T24 - boe/d)

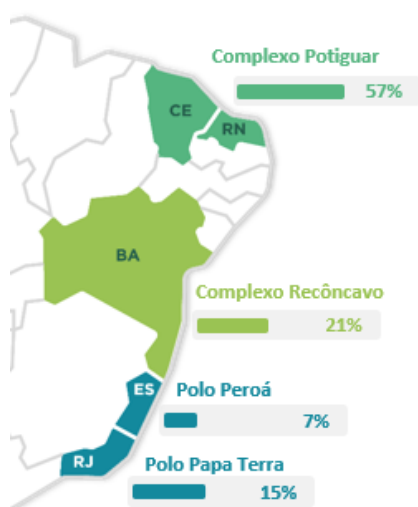


A produção média diária de gás atingiu 10.177 boe (1.618 mil m³/d) no 1T24, +42,1% A/A e +3,7% T/T, o que corresponde a 22,9% da produção média diária do período. O incremento é explicado pela maior eficiência operacional registrada no Complexo Potiguar, suportado pela reativação de poços no Polo Potiguar e conexão de novos poços perfurados à malha de produção do Polo Macau.

A produção total no trimestre foi de 3.114 mil barris de óleo e 926 mil boe (147.235 mil m³) de gás, totalizando 4.040 mil barris de óleo equivalente.

⁴ 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.

Cabe mencionar que, do volume de gás produzido no Complexo Recôncavo, aproximadamente 31% foram consumidos na operação e/ou reinjetados no reservatório.



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 57,3% da produção total média do trimestre, enquanto o Complexo Recôncavo, composto pelos Polos Rio Ventura e Recôncavo, respondeu por 20,9%. A parcela complementar de 21,8% reflete a participação do Complexo Offshore, representada pelos Polos Peroá e Papa Terra, com 6,5% e 15,3%, respectivamente.

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

		UND	1T23	2T23	3T23	4T23	1T24
		boe/d	26.455	35.773	49.920	54.476	51.540
Consolidado	Dados de Produção	boe/d	20.691	28.375	42.736	45.902	44.397
	Dados de Produção 3R	boe/d	20.691	28.375	42.736	45.902	44.397
	Óleo Portfólio	bbl/d	18.381	26.157	40.038	43.844	40.356
	Óleo 3R	bbl/d	13.530	19.866	33.813	36.085	34.220
	Gás Portfólio ⁽¹⁾	boe/d	8.074	9.616	9.882	10.632	11.184
	Gás 3R ⁽¹⁾	boe/d	7.161	8.509	8.923	9.817	10.177
Complexo	Potiguar	boe/d	6.464	11.600	25.681	25.493	26.110
	Potiguar 3R ^{(1) (2)}	boe/d	5.848	10.872	25.137	25.101	25.453
	Óleo	bbl/d	5.073	9.946	23.610	23.536	23.589
	Óleo 3R ⁽²⁾	bbl/d	4.951	9.788	23.490	23.463	23.448
	Gás ⁽¹⁾	boe/d	1.392	1.655	2.071	1.957	2.520
	Gás 3R ^{(1) (2)}	boe/d	897	1.084	1.647	1.638	2.005
Complexo	Recôncavo 3R ⁽³⁾	boe/d	7.028	7.413	7.538	9.187	9.286
	Óleo 3R	bbl/d	3.133	3.022	3.294	3.824	3.897
	Gás 3R ⁽³⁾	boe/d	3.895	4.390	4.244	5.363	5.389
Complexo Offshore	Peroá	boe/d	2.912	3.726	3.727	3.442	3.392
	Peroá 3R - WI 85%	boe/d	2.475	3.167	3.168	2.926	2.883
	Óleo	bbl/d	125	155	160	129	118
	Óleo 3R	bbl/d	106	132	136	110	100
	Gás	boe/d	2.787	3.571	3.567	3.313	3.274
	Gás 3R	boe/d	2.369	3.035	3.032	2.816	2.783
	Papa Terra - Óleo	bbl/d	10.050	13.033	12.974	16.354	12.752
	Papa Terra - Óleo 3R - WI 53,13%	bbl/d	5.339	6.924	6.892	8.688	6.774

(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. A parcela complementar de 65% permanece em fase de transição operacional.

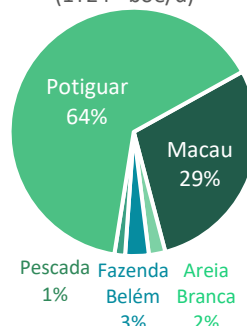
(3) No 1T24, aproximadamente 31% do gás produzido no Complexo Recôncavo foi reinjetado nos reservatórios.

Complexo Potiguar

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

No 1T24, o Complexo Potiguar registrou 25.453 boe/d, +4,4x (+335,2%) A/A e +1,4% T/T. A produção média de óleo atingiu 23.448 bbl/d, +4,7x (+373,6%) A/A e -0,1% T/T, e representou 92,1% da produção do Complexo no trimestre. A produção média diária de gás⁵ foi de 2.005 boe (319 mil m³/d), +2,2x (+123,5%) A/A e +22,4% T/T. A produção total no trimestre foi de 2.134 mil barris de óleo e 182 mil boe (29.005 mil m³) de gás, totalizando 2.316 mil barris de óleo equivalente.

Produção do Complexo Potiguar
(1T24 - boe/d)



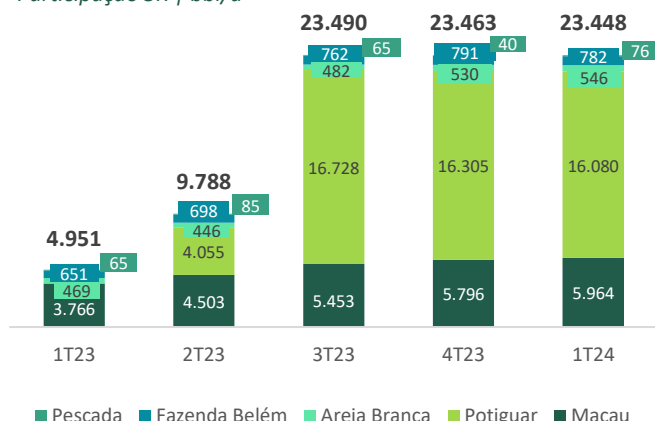
O desempenho operacional do Complexo Potiguar no trimestre é explicado: (i) pela evolução do Polo Macau, +6,1% boe/d T/T, função da conexão de poços perfurados à malha de produção, além de *pullings* e *workovers* em poços existentes, (ii) por atividades de reativações de poços no Polo Potiguar, com efeito positivo sobre a produção de gás, +1,9% boe/d T/T, compensados pelo impacto (iii) de intermitências no abastecimento elétrico por parte da distribuidora local e (iv) de fortes chuvas registradas na região durante o trimestre.

As atividades operacionais realizadas no Complexo Potiguar, ao longo do trimestre, foram suportadas por nove sondas de *workover*, três sondas de *pulling* e uma sonda de perfuração. Dentre as principais atividades realizadas em poços no 1T24, destaque para: (i) 69 reativações, (ii) 118 *pullings*, (iii) 77 *workovers*, e (iv) 1 perfuração.

Adicionalmente, a Companhia destaca as seguintes atividades realizadas no 1T24: (i) construção de parte da rede elétrica que interligará os principais campos do Polo Macau à rede elétrica do Ativo Industrial de Guamaré, o qual trará menos oscilações de abastecimento de energia ao ativo, (ii) preparação das instalações para a campanha de perfuração 2024 no Polo Macau, especialmente nas áreas de Salina Cristal e Serra, (iii) recuperação de duto de escoamento de produção no Polo Fazenda Belém, (iv) ampliação da capacidade de processamento de estação do Polo Areia Branca, (v) ampliação do monitoramento digital de poços e estações do Polo Potiguar e (vi) realocação de geradores de vapor do Polo Potiguar.

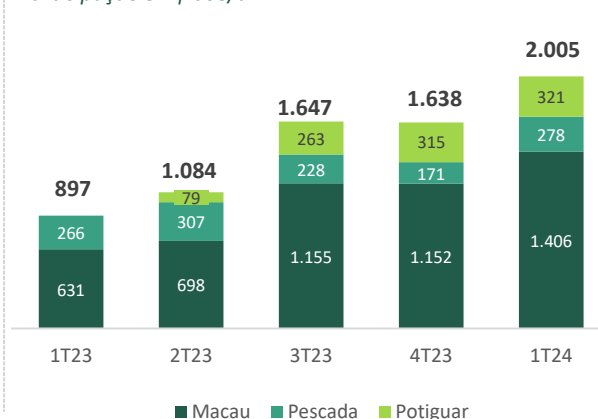
Produção de Óleo

Participação 3R | bbl/d



Produção de Gás⁵

Participação 3R | boe/d



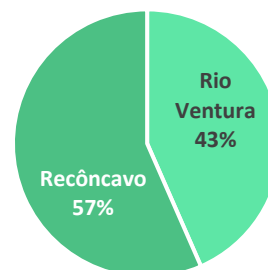
⁵ Não considera a produção de gás natural dos Polos Areia Branca e Fazenda Belém, uma vez que todo volume produzido é consumido e/ou reinjetado nos reservatórios.

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 1T24, o Complexo Recôncavo registrou 9.286 boe/d, aumento de 32,1% A/A e 1,1% T/T. A produção média de óleo atingiu 3.897 bbl/d, +24,4% A/A e +1,9% T/T. A produção média diária de gás foi de 5.389 boe (857 mil m³/d), +38,3% A/A e +0,5% T/T, e representou 58,0% da produção do Complexo no 1T24. A produção total no trimestre foi de 355 mil barris de óleo e 490 mil boe (77.967 mil m³) de gás, totalizando 845 mil barris de óleo equivalente.

Produção do
Complexo Recôncavo
(1T24 - boe/d)



A Companhia ressalta que, do volume total de gás natural produzido no Complexo Recôncavo no 1T24, aproximadamente 31% foram reinjetados no reservatório e/ou utilizados em métodos de elevação. Considerando apenas a produção do Polo Recôncavo, 3.217 boe/d (511 mil m³/d), no 1T24, aproximadamente 53% do volume de gás produzido no ativo foram reinjetados no reservatório e/ou consumidos.

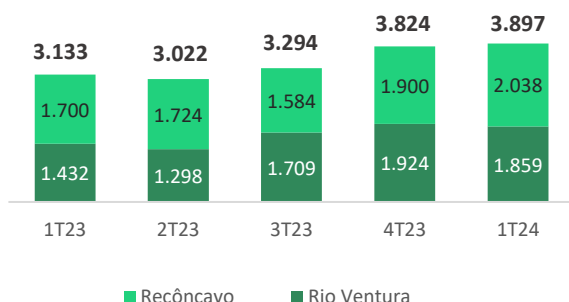
O desempenho operacional do Complexo Recôncavo no trimestre é explicado: (i) pela realização de atividades de reativação, *workover* e *pulling* em poços, (ii) por otimizações na estrutura de gestão da produção, por meio da simplificação e redução de equipes terceiras em comparação as equipes próprias, trazendo aumento da eficiência operacional, parcialmente compensados (iii) por intermitências no abastecimento elétrico em determinados períodos, (iv) por limitações no deslocamento de equipamentos, em razão de fortes chuvas registradas no trimestre, e (v) por restrições no volume de processamento da UPGN Catu (Unidade de Processamento de Gás Natural).

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 1T24, destaque para: (i) 11 *workovers*, (ii) 23 *pullings*, (iii) 2 reativações e (iv) 12 abandonos.

Adicionalmente, a Companhia destaca as seguintes atividades: (i) revitalização da estação coletora de Pojuca, com consequente aumento da capacidade de tratamento de produção e otimizações na gestão dos campos, e (ii) melhorias na estação de medição do Parque São Paulo, com adequação de projeto.

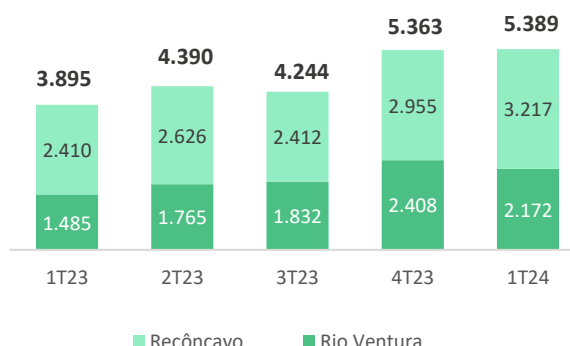
Produção de Óleo

Participação 3R | bbl/d



Produção de Gás

Participação 3R | boe/d



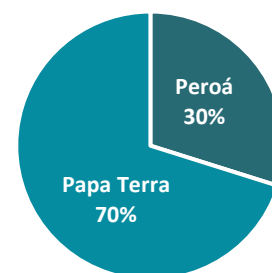
Por fim, a Companhia ressalta que iniciou a campanha de perfuração no Complexo Recôncavo, em abril de 2024, com a utilização de sondas de perfuração automáticas, visando um mais alto nível de eficiência na execução das atividades, além de maior segurança operacional.

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 1T24, considerando a participação da Companhia, o Complexo Offshore registrou produção de 9.658 boe/d, aumento de 23,6% A/A e redução de 16,8% T/T. A produção média de óleo atingiu 6.875 bbl/d, +26,2% A/A e -21,9% T/T, e representou 71,2% da produção do Complexo no trimestre. A produção média diária de gás foi de 2.783⁶ boe (442 mil m³), +17,5% A/A e -1,2% T/T. A produção total no trimestre foi de 626 mil barris de óleo e 253 mil boe (40.263 mil m³) de gás, totalizando 879 mil barris de óleo equivalente.

Produção do Complexo Offshore
(1T24 - boe/d)



O resultado operacional do Complexo Offshore no 1T24 é explicado, principalmente: (i) pelas intervenções de *workover* nos poços PPT-17, PPT-37 e PPT-50, para substituição de bombas BCSs, com impacto temporário na produção do Polo Papa Terra, (ii) por intervenção na linha de produção do poço PPT-22, e (iii) pela menor demanda de gás no mercado brasileiro, limitando a produção do Polo Peroá à parcela firme prevista no contrato (*take or pay*) com a ES Gás, e a pequenas vendas *spot* realizadas, parcialmente compensados (iv) pela maior eficiência e confiabilidade operacional dos sistemas de superfície do Polo Papa Terra.

A Companhia iniciou em fevereiro as intervenções de *workover* no Polo Papa Terra, poços PPT-17, PPT-37 e PPT-50, para substituição de bombas BCSs. Essas atividades estão sendo realizadas: (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. Apenas para esclarecimento, a intervenção do PPT-17 encontra-se em estágio avançado, próximo de conclusão, para a então continuidade das atividades no PPT-50. A Companhia mantém sua previsão de 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 itens essenciais e suas redundâncias, bem como aumentar a segurança e confiabilidade operacional das instalações de produção.

No 1T24, destaque para (i) a conclusão do *overhaul* (revisão completa) em um dos geradores e priorização do uso de geradores abastecidos a gás, (ii) inspeções e manutenções subaquáticas com ROV (*Remoted Operated Vehicle*), (iii) a certificação de novos tanques, anteriormente não operacionais, e (iv) atividades preparatórias para campanha de manutenção com UMS (Unidade de Manutenção e Segurança).

A evolução na eficiência operacional registrada no ativo reflete as bem-sucedidas medidas preventivas e corretivas implementadas, somadas a curva de aprendizado na gestão ativo pela Companhia. Ainda que Papa Terra esteja com restrições temporárias, em função das intervenções nos poços para troca de BCS, no 1T24, a

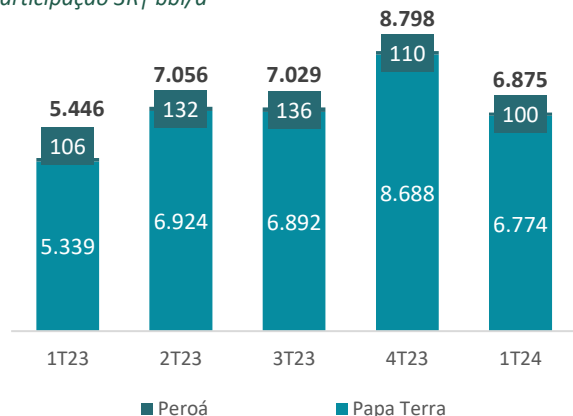
⁶ Desconsidera a produção de gás do Polo Papa Terra, totalmente consumida nas operações e/ou reinjetada no reservatório.

eficiência operacional registrada no ativo atingiu 59%, comparado aos 22% performados pelo antigo operador nos 12 meses que antecederam o *closing* do ativo.

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 804 mil barris de óleo, volume este integralmente faturado pela subsidiária.

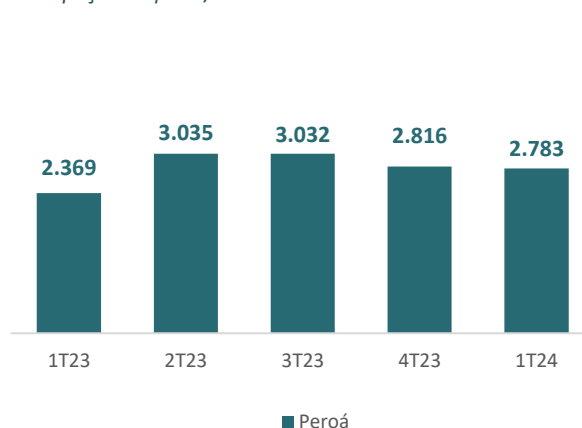
Produção de Óleo

Participação 3R| bbl/d



Produção de Gás

Participação 3R| boe/d - Polo Peroá



Midstream & Downstream

A Companhia dispõe de instalações operacionais próprias de *mid & downstream* no Estado do Rio Grande do Norte, bastante relevantes para a recepção, tratamento, processamento, estocagem e escoamento da produção da Bacia Potiguar. Dentre as instalações que suportam as atividades desenvolvidas no segmento *mid & downstream*, localizadas dentro do Ativo Industrial de Guamaré (ATI), destaque para: (i) a Refinaria Clara Camarão, (ii) o Terminal Aquaviário de Guamaré, e (iii) as Unidades de Processamento de Gás Natural de Guamaré (UPGN).

As instalações do ATI 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.

Após uma ampla parada programada de manutenção das unidades de refino e da UPGN III, realizadas no 4T23, a Companhia retomou as atividades ainda no final de 2023 e operou o primeiro trimestre de 2024 de forma ininterrupta, de maneira concomitante com ainda algumas atividades de integridade que permanecem em curso.

Durante o trimestre, a 3R abasteceu o mercado com o volume processado na Refinaria Clara Camarão, principalmente o bunker (VLSFO), o diesel marítimo (MGO) e o querosene de aviação (QAV), além de ter utilizado o Terminal Aquaviário de Guamaré para importação de insumos necessários à especificação da gasolina A e do diesel S500.

No âmbito do projeto de integridade, a Companhia destaca as seguintes atividades realizadas no 1T24: (i) recuperação e certificação de tanques de tratamento, carga e armazenamento, (ii) reparos na Estação de Tratamento de Efluentes (ETE), (iii) manutenção de subestações elétricas, (iv) recuperação definitiva de trechos de dutos de escoamento, e (v) manutenção e revitalização da Estação de Compressão da UPGN. As atividades ora implementadas garantem não só a continuidade operacional das unidades, mas também projetam

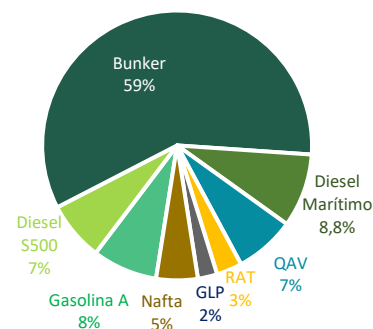
ampliação de capacidade dos sistemas e equipamentos, além de aumentar a confiabilidade e segurança industrial.

No 1T24, a Companhia realizou a venda de 3.071 mil barris de produtos derivados, aumento de +2,8x (+180,0%) T/T. A performance é explicada, principalmente: (i) pela retomada da refinaria após a parada programada de manutenção realizada no trimestre anterior, (ii) pelo aumento de capacidade de processamento e retomada da capacidade nominal de operação, e (iii) pelo maior fator de utilização da refinaria no período, 89,8%, comparado a 83,6% registrados no trimestre anterior.

O mix de produtos comercializados está demonstrado no gráfico ao lado, com destaque para: (a) relevante participação do *bunker* (VLSFO), beneficiado pelo novo contrato de venda firmado junto a uma distribuidora local, (b) pelo atendimento da demanda local por querosene de aviação (QAV) e diesel S500, e (c) pela menor oferta de gasolina A no período.

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

Detalhamento de Produtos Vendidos (%)



Comercialização

A estratégia comercial da 3R continua a evoluir e é suportada: (i) pelo maior período e consequente evolução operacional (*track-record*), (ii) pela maior escala do portfólio, (iii) pela melhor previsibilidade de produção, e (iv) pela diversificação de regiões de atuação, produtos ofertados e base de clientes.

Upstream

Faturamento	Complexo Potiguar	Complexo Recôncavo	Peroá (100%)	Papa Terra (62,5%)	1T24
Óleo (mil bbl)	2.147	358	14	802	3.320
Gás (milhões m ³)	25,4	55,8	41,4	-	122,6
Total (mil boe)	2.307	709	274	802	4.091
Preço médio da venda de óleo (US\$/bbl)	77,0	81,5	71,1	69,1	75,6
Preço médio da venda de gás (US\$/MMBTU)	0,5	8,9	12,4	-	8,4

No 1T24, a Companhia realizou a venda de 3.320 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 75,6/bbl, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos. Em relação ao gás natural, a 3R vendeu 4,6 milhões de MMBTU, a um preço médio de US\$ 8,4/MMBTU⁷. No total, a venda de óleo e gás natural somou 4.091 mil barris de óleo equivalente.

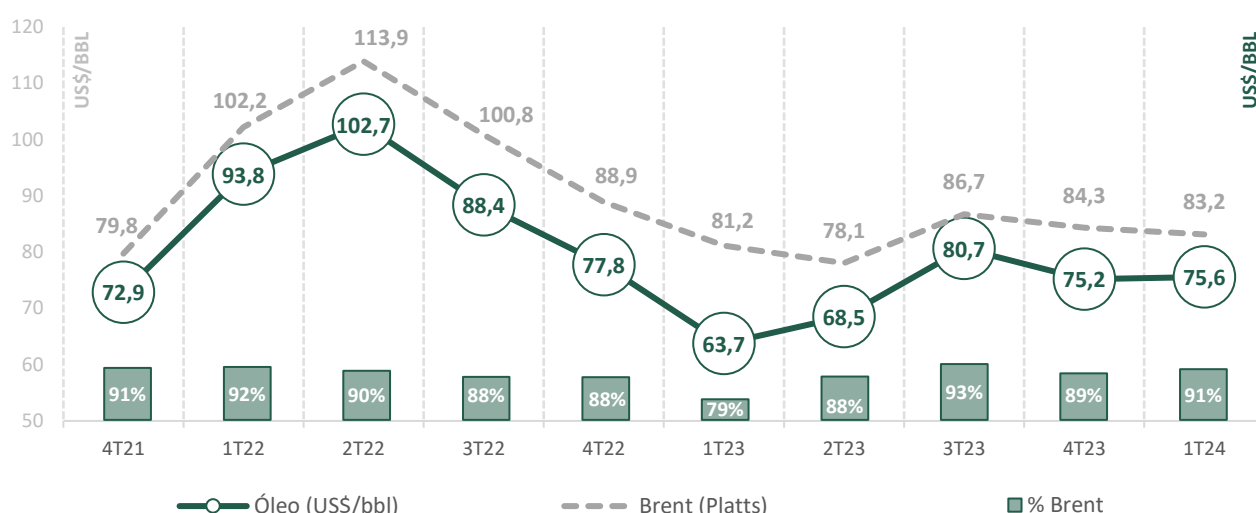
Considerando somente a venda de gás a terceiros, o preço médio no 1T24 foi de US\$ 10,4/MMBTU, equivalente a 13% do valor de referência do Brent, referente à venda de 3,6 milhões de MMBTU.

A performance do trimestre é explicada, principalmente: (i) pela retomada das atividades de refino e processamento de gás (*mid & downstream*), após parada programada das unidades para manutenção no trimestre anterior, com consequente melhora na monetização da produção *upstream* do Complexo Potiguar, (ii) pela renegociação de determinados contratos comerciais de óleo, especialmente nos Polos Recôncavo, Fazenda Belém, Papa Terra e Peroá, e, parcialmente compensado (iii) pela queda de 1,4% no Brent médio, indexador dos contratos de óleo e gás.

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.

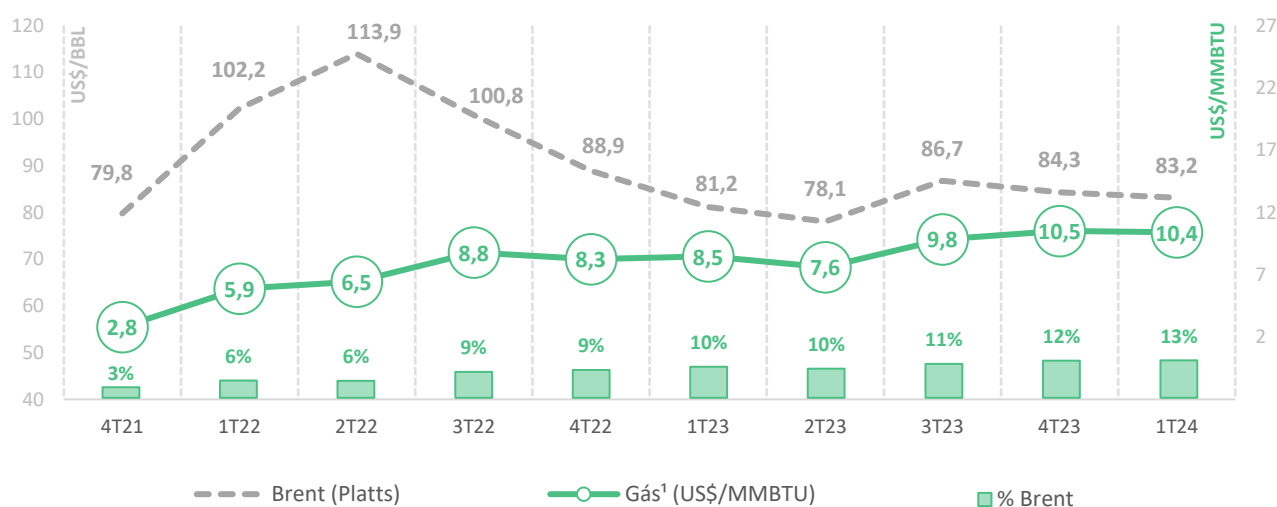
⁷ (1) Os preços de venda de gás natural registrados nos Complexos Potiguar e Recôncavo incorporam valores internos de transferência referentes a transações *intercompany*. (2) Os preços de venda de gás natural do Complexo Recôncavo e do Polo Peroá incluem valores referentes ao escoamento, processamento 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 majoritário uso de oleodutos, no caso dos ativos *onshore*, 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. **No 1T24, o preço médio de venda de petróleo foi de US\$ 75,6 por barril, representando 91% do valor de referência do Brent.**

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 um nível bastante competitivo de preço, 13% do valor de referência do Brent no 1T24.

Ressalta-se que a diversificação da carteira de clientes é um importante vetor na melhoria da monetização da molécula de 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, por meio de contratos interruptíveis, para clientes como Shell, Galp, PetroReconcavo, Cegás e Mercurio Partners.

Midstream & Downstream

A Companhia é detentora de importante flexibilidade comercial a partir das instalações integradas que compõem o Ativo Industrial de Guamaré (AIG), no Estado do Rio Grande do Norte, com destaque para: (i) a Refinaria Clara Camarão, (ii) o Terminal Aquaviário de Guamaré e (iii) as Unidades de Processamento de Gás Natural de Guamaré (UPGNs). A partir dessas instalações, a 3R é capaz de abastecer de forma independente o mercado regional, outras regiões do mercado doméstico (via cabotagem) e o mercado internacional (via exportação).

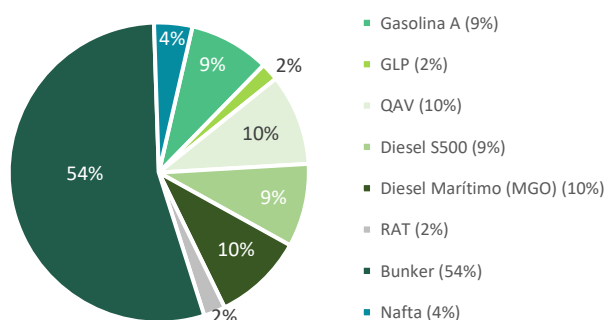
A Companhia, além de produtora de petróleo na Bacia Potiguar, também é compradora do petróleo produzido por terceiros na região, sendo todo o volume direcionado para o Ativo Industrial de Guamaré por meio de oleodutos e/ou carretas. No AIG, a produção recebida por oleodutos passa pelas estações de tratamento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

A 3R destaca a assinatura de um novo acordo comercial, válido a partir de janeiro de 2024, firmado junto a uma distribuidora local, para a venda de todo *bunker* produzido na refinaria, com preço referenciado no petróleo tipo Brent somado a um *spread* positivo. Este acordo 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, sendo que o derivado em questão representa uma parcela significativa do mix de produtos da refinaria, aproximadamente 60% da produção total.

A performance do segmento *mid & downstream* no 1T24 foi marcada pela retomada das atividades de refino e processamento de gás, após parada programada das instalações para manutenção no trimestre anterior, sem qualquer intercorrência operacional. O *Bunker*, o MGO, a nafta e o RAT/Mistura foram comercializados através do terminal, enquanto os demais produtos foram vendidos no mercado regional, por meio dos dutos que conectam a refinaria com bases de distribuidoras.

O gráfico a seguir apresenta o detalhamento da composição da receita líquida de produtos derivados no 1T24, R\$ 1.345,6 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 do volume adquirido de terceiros.

Detalhamento da Receita Líquida de Produtos Derivados no 1T24



Principais Clientes



Desempenho Financeiro

A Companhia apresenta abaixo as informações trimestrais consolidadas referentes ao primeiro trimestre de 2024 ("1T24"), 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 permitir 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 na 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 avaliadas 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 informações trimestrais consolidadas da Companhia.

A 3R 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 utilizados 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 25 das informações trimestrais consolidadas da Companhia, referente ao 1T24.

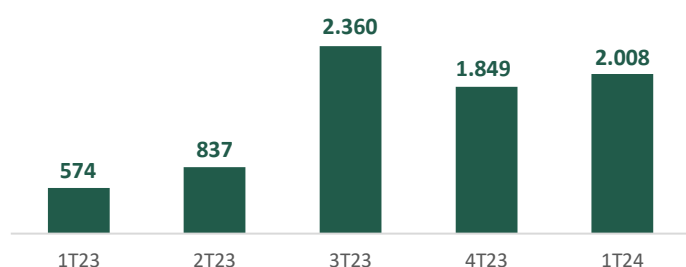
Demonstração de Resultado	Upstream	Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	1T24	1T23		4T23	
					3R	3R	Δ A/A	3R	Δ T/T
Em milhares de reais									
Receita Líquida	1.436.356	1.392.026	-	(820.781)	2.007.601	573.698	3,5x	1.849.450	8,6%
Custo do Produto Vendido	(792.974)	(1.337.633)	-	774.128	(1.356.479)	(369.513)	3,7x	(1.270.588)	6,8%
Custos de operação	(313.799)	(1.286.542)	-	772.657	(827.684)	(185.849)	4,5x	(764.327)	8,3%
Aluguel de área	(26.598)	-	-	-	(26.598)	(6.807)	3,9x	(15.097)	76,2%
Royalties	(106.928)	-	-	-	(106.928)	(41.619)	2,6x	(99.649)	7,3%
Depreciação e amortização	(190.146)	(13.674)	-	(4.553)	(208.373)	(68.129)	3,1x	(193.654)	7,6%
Tratamento de água e energia elétrica	(34.758)	-	-	-	(34.758)	(13.579)	2,6x	(38.580)	-9,9%
Processamento e transporte de gás	(61.460)	(7.512)	-	6.007	(62.965)	(26.354)	2,4x	(82.254)	-23,5%
Licenciamento e gastos ambientais	(34.601)	(1.508)	-	-	(36.109)	(9.555)	3,8x	(30.310)	19,1%
Custo de Pessoal	(16.914)	(14.537)	-	17	(31.434)	(14.559)	2,2x	(27.289)	15,2%
Outros	(7.770)	(13.860)	-	-	(21.630)	(3.062)	7,1x	(19.428)	11,3%
Lucro Bruto	643.382	54.393	-	(46.653)	651.122	204.185	3,2x	578.862	12,5%
Despesas G&A	(55.721)	(9.502)	(71.251)	-	(136.474)	(109.884)	24,2%	(90.168)	51,4%
Outras receitas e despesas operacionais	(6.572)	(1.462)	(148)	-	(8.182)	(21.624)	-62,2%	22.400	-
Lucro Operacional	581.089	43.429	(71.399)	(46.653)	506.466	72.677	7,0x	511.094	-0,9%
Resultado Financeiro Líquido	(587.932)	331	(177.800)	-	(765.401)	(18.179)	42,1x	36.761	-
Receita Financeira	36.511	1.583	110.139	(30.845)	117.388	135.313	-13,2%	219.844	-46,6%
Despesa Financeira	(624.443)	(1.252)	(287.939)	30.845	(882.789)	(153.492)	5,8x	(183.083)	4,8x
Resultado antes de impostos	(6.843)	43.760	(249.199)	(46.653)	(258.935)	54.498	-	547.855	-
Imposto de renda e contribuição social	49.447	(21.946)	-	1.548	29.049	(38.395)	-	(140.678)	-
Lucro Líquido	42.604	21.814	(249.199)	(45.105)	(229.886)	16.103	-	407.177	-
Imposto de renda e contribuição social	49.447	(21.946)	-	1.548	29.049	(38.395)	-	(140.678)	-
Resultado Financeiro Líquido	(587.932)	331	(177.800)	-	(765.401)	(18.179)	42,1x	36.761	-
Depreciação e Amortização	(190.146)	(13.674)	-	(4.553)	(208.373)	(68.129)	3,1x	(193.654)	7,6%
Depreciação e Amortização G&A	(5.132)	(2.090)	(2.512)	-	(9.734)	(14.797)	0,7x	(13.335)	-27,0%
EBITDA	776.367	59.193	(68.887)	(42.100)	724.573	155.603	4,7x	718.083	0,9%
Margem EBITDA	54,1%	4,3%	-	-	36,1%	27,1%	9,0 p.p.	38,8%	-2,7 p.p.
Ajustes não recorrentes	-	-	-	-	-	-	-	(21.484)	-
EBITDA Ajustado	776.367	59.193	(68.887)	(42.100)	724.573	155.603	4,7x	696.599	4,0%
Margem EBITDA Ajustado	54,1%	4,3%	-	-	36,1%	27,1%	9,0 p.p.	37,7%	-1,6 p.p.

Receita Líquida

A receita líquida consolidada somou R\$ 2.007,6 milhões no primeiro trimestre, crescimento de 3,5x (249,9%) A/A e +8,6% T/T. Esse resultado é composto por: (i) R\$ 1.436,4 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\$ 1.392,0 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\$ 820,8 milhões em eliminações, referentes a transações *intercompany*, venda de óleo e gás natural e prestação de serviços entre empresas do Grupo 3R.

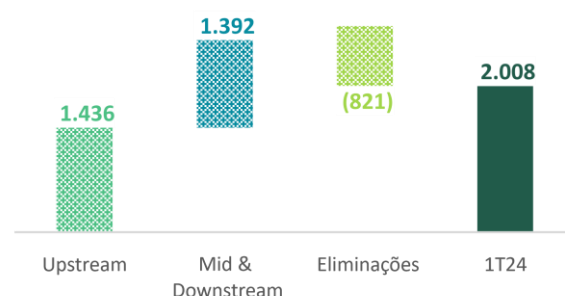
Receita Líquida

(R\$ milhões)



Composição da Receita Líquida

(R\$ milhões)



O segmento *upstream* registrou receita líquida de R\$ 1.436,4 milhões no 1T24, alta de 2,5x (150,4%) A/A e -10,7% T/T, sendo: (i) R\$ 1.236,4 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 192,4 milhões referentes à venda de gás natural, (iii) R\$ 7,0 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.

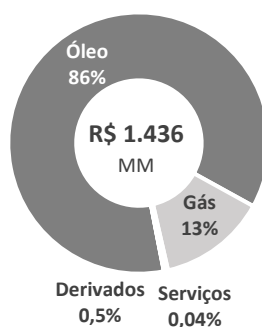
A performance do segmento *upstream* é justificada, principalmente: (i) pela concentração de venda de petróleo cru no trimestre anterior, em razão da parada programada para manutenção da refinaria, (ii) pelo aumento do volume de óleo em estoque no Polo Papa Terra no encerramento do trimestre, e (iii) pelo efeito negativo do Brent médio mais depreciado, -1,4% T/T, parcialmente compensados (iv) por melhores condições comerciais, em razão da diversificação da base de clientes e renegociação de contratos.

O segmento *mid & downstream* registrou receita líquida de R\$ 1.392,0 milhões no 1T24, aumento de 2,4x (135,6%) T/T, sendo: (i) R\$ 1.345,6 milhões referentes à venda de produtos derivados, e (ii) R\$ 46,4 milhões referentes à prestação de serviços.

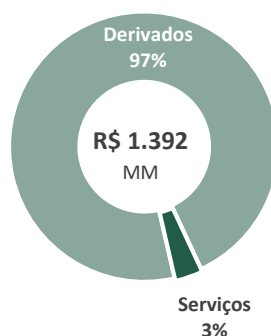
A performance do segmento *mid & downstream* é explicada, principalmente: (i) pela retomada das atividades de refino e processamento de gás, após parada programada das unidades para manutenção, e (ii) pela melhor monetização de produtos derivados, especialmente o Bunker (VLSFO), parcialmente compensada (iii) pelo maior volume de estoque represado ao final do trimestre, especialmente de *bunker* e diesel marítimo (MGO).

De forma consolidada, já considerando os efeitos de eliminações *intercompany*, a receita líquida do 1T24 registrou R\$ 2.007,6 milhões, composta pelas seguintes contribuições: (i) R\$ 427,6 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 1.351,2 milhões relacionados à venda de derivados, (iii) R\$ 188,0 milhões oriundos da venda de gás, e (iv) R\$ 40,9 milhões através da prestação de serviços.

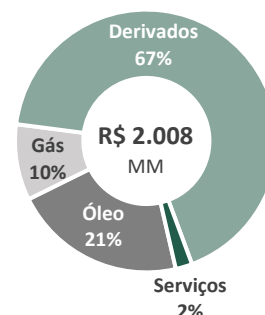
Receita Líquida Upstream



Receita Líquida Mid & Downstream



Receita Líquida Consolidada



Custos e Despesas (Opex)

O custo dos produtos vendidos (CPV) somou R\$ 1.356,5 milhões no 1T24, +3,7x (+267,1%) A/A e +6,8% T/T. O desempenho decorre, principalmente: (i) da retomada das atividades de *mid & downstream*, após as paradas programadas para manutenção da refinaria, de setembro a dezembro de 2023, e da UPGN III, em novembro de 2023, (ii) do aumento do custo de extração (*lifting cost*) do segmento *upstream*, e (iii) por maiores custos com *royalties* e superficiários (aluguel de área).

O segmento *upstream* registrou CPV de R\$ 793,0 milhões no 1T24, +2,1x (+114,6%) A/A e -16,7% T/T, enquanto o segmento *mid & downstream* apresentou CPV de R\$ 1.337,6 milhões, +2,3x (131,7%) T/T. As eliminações intragrupo somaram R\$ 774,1 milhões, +3,0x (+199,4%) 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 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.

As despesas gerais e administrativas (G&A) somaram R\$ 136,5 milhões no 1T24, +24,2% A/A e +51,4% T/T. A performance do trimestre é explicada, principalmente, pela normalização das despesas com pessoal, considerando que a Companhia registrou uma reversão de provisão no trimestre anterior. Do montante total de G&A registrado no trimestre, (a) R\$ 55,7 milhões referem-se ao segmento *upstream*, (b) R\$ 9,5 milhões estão relacionados ao segmento *mid & downstream*, e (c) R\$ 71,3 milhões referentes à estrutura corporativa da Companhia, *holding*.

As outras despesas operacionais somaram R\$ 8,2 milhões no 1T24, comparado à despesa de R\$ 21,6 milhões no ano anterior e receita de R\$ 38,7 milhões no 4T23, desconsiderando R\$ 16,3 milhões de *impairment* referente ao campo de Camarão no 4T23. O resultado do trimestre é explicado pelo efeito comparativo, considerando que a Companhia registrou uma redução de R\$ 37,7 milhões na provisão de abandono do Polo Pescada no 4T23.

Lucro Bruto e Operacional

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 1T24 com lucro bruto de R\$ 651,1 milhões, +3,2x (+218,9%) A/A e +12,5% T/T, dos quais: (i) R\$ 643,4 milhões de contribuição do segmento *upstream*, (ii) R\$ 54,4 milhões oriundos do segmento *mid & downstream*, descontados de (iii) R\$ 46,7 milhões em eliminações *intercompany*.

O lucro operacional registrou R\$ 506,5 milhões no 1T24, +7,0x (596,9%) A/A e -0,9% T/T, sendo: (i) R\$ 581,1 milhões referentes ao segmento *upstream*, (ii) R\$ 43,4 milhões de contribuição do segmento *mid &*

downstream, reduzidos de (iii) R\$ 71,4 milhões em despesas corporativas e (iv) R\$ 46,7 milhões em eliminações intercompany.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro líquido do 1T24 foi negativo em R\$ 765,4 milhões, comparado a um resultado negativo de R\$ 18,2 milhões no 1T23 e positivo de R\$ 36,8 milhões no trimestre anterior. A performance do 1T24 é explicada, principalmente: (i) pela negativa marcação a mercado de instrumentos de *hedge* de petróleo, R\$ 117,6 milhões, (ii) pelos juros dos instrumentos financeiros contratados, R\$ 248,5 milhões, (iii) pela atualização monetária de dívidas e parcelas contingentes de aquisição de ativos, R\$ 295,0 milhões, e (iv) por custos de transação apropriados, R\$ 141,4 milhões, parcialmente compensados pelo rendimento de aplicações financeiras, positivo em R\$ 96,1 milhões.

O resultado financeiro líquido, com efeito caixa, encerrou o trimestre negativo em R\$ 116,7 milhões, justificado: (a) pelo pagamento de R\$ 187,6 milhões referentes ao serviço de dívidas contratadas, (b) pelo pagamento de R\$ 33,4 milhões de custos de transação, no âmbito do *liability management*, parcialmente compensados (c) pelo resultado positivo de ajustes de instrumentos de *hedge* de petróleo, R\$ 6,3 milhões, e (d) pelo resultado líquido positivo de aplicações financeiras, R\$ 94,0 milhões.

No que se refere à estratégia de *hedge*, a Companhia encerrou o primeiro trimestre com instrumentos derivativos contratados para proteção do preço do petróleo, *hedge* de petróleo, equivalentes a 7.670 mil barris de petróleo em um horizonte de 24 meses, dos quais: (i) NDF, cobertura para 1.375 mil barris a um preço médio de US\$ 79,4 por barril, e (ii) *Collar*, estrutura de *zero cost collar*, compra de opção PUT e venda de opção Call, para 6.295 mil barris, com piso médio de US\$ 55,8 e teto médio de US\$ 92,7 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 1T24.

Hedge	Quantidade <i>(Mil Barris)</i>	Preço Médio	Vencimento
NDF			
	412	\$ 81,3	2T24
	398	\$ 79,9	3T24
	373	\$ 78,4	4T24
	170	\$ 76,7	1T25
	22	\$ 74,5	2T25
	-	-	-
	-	-	-
	-	-	-
Total	1.375	\$ 79,4	-

Hedge	Quantidade <i>(Mil Barris)</i>	Preço Médio	Vencimento	
Collar		Put	Call	
	878	\$ 55,8	\$ 95,6	2T24
	725	\$ 52,5	\$ 98,1	3T24
	735	\$ 52,5	\$ 97,2	4T24
	891	\$ 52,8	\$ 96,2	1T25
	1.157	\$ 54,3	\$ 91,8	2T25
	555	\$ 65,9	\$ 86,2	3T25
	780	\$ 56,9	\$ 88,4	4T25
	575	\$ 60,3	\$ 84,3	1T26
Total	6.295	\$ 55,8	\$ 92,7	-

Imposto de Renda e Contribuição Social

O Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL) registraram crédito de R\$ 29,0 milhões no 1T24, comparado a uma despesa de R\$ 38,4 milhões no mesmo período do ano anterior, e despesa de R\$ 140,7 milhões no 4T23. O resultado do trimestre é justificado pelo resultado negativo antes de impostos, em razão

dos efeitos de marcação a mercado e variação cambial dos compromissos financeiros, que gerou a ativação de créditos de IR e CSLL diferidos.

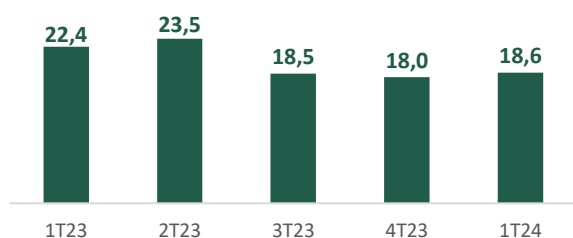
Lucro Líquido

Em consolidação à dinâmica supracitada, a **Companhia encerrou o primeiro trimestre com prejuízo líquido consolidado de R\$ 229,9 milhões**, comparado ao lucro de R\$ 16,1 milhões no mesmo período do ano anterior, e lucro de R\$ 407,2 milhões no 4T23.

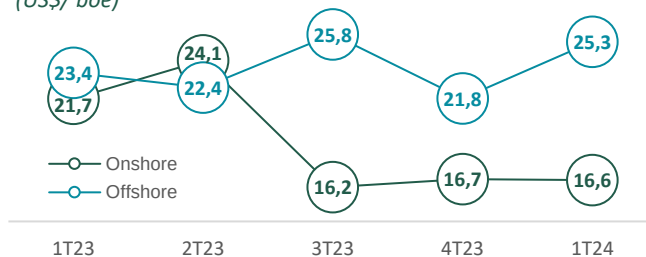
Lifting Cost

A Companhia registrou custo de extração, *lifting cost*, médio ponderado de US\$ 18,6/boe no 1T24, -16,7% A/A e +3,6% T/T, considerando as operações *onshore* nos Complexos Potiguar⁸ e Recôncavo, e os ativos *offshore*, Polos Papa Terra e Peroá. No ambiente *onshore*, o *lifting cost* registrou US\$ 16,6/boe no 1T24, -0,3% T/T, enquanto na vertente *offshore* o indicador aferiu US\$ 25,3/boe, +16,5% T/T.

Lifting Cost
(US\$/ boe)



Lifting Cost Onshore e Offshore
(US\$/ boe)



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, os quais não tenham relação com a extração dos hidrocarbonetos.

O incremento de *lifting cost* registrado no trimestre reflete, principalmente: (i) as intervenções em poços em curso no Polo Papa Terra, com consequente redução temporária da produção, (ii) a continuidade do programa de manutenção preventiva e corretiva para recuperação da integridade de instalações operacionais, parcialmente compensados (iii) pela otimização de contratos e serviços de operação e manutenção dos ativos.

O Complexo Potiguar apresentou *lifting cost* médio de US\$ 15,7/boe no 1T24, redução de 2,0% T/T, justificado: pela maior eficiência operacional registrada no trimestre, resultando em aumento de produção e consequente diluição de custos, parcialmente compensados pela continuidade de atividades de manutenção e integridade nas instalações operacionais e por impactos de abastecimento de energia elétrica e fortes chuvas na região.

O Complexo Recôncavo registrou *lifting cost* médio de US\$ 19,7/boe no 1T24, +4,6% T/T. O desempenho é explicado principalmente pelo maior número de atividades em poços, com consequente aumento do consumo de materiais de estoque, parcialmente compensado pelo incremento de produção registrado no trimestre.

O Polo Peroá encerrou o 1T24 com *lifting cost* médio de US\$ 5,4/boe, estável quando comparado ao trimestre anterior. O resultado é reflexo de uma operação resiliente e com custos controlados.

O Polo Papa Terra reportou US\$ 33,4/boe de *lifting cost* médio no 1T24, +22,4% T/T. A performance é explicada: (i) por maiores custos relacionados à conexão de poços à malha de produção, (ii) pelo maior período de intervenções em poços, com consequente redução da produção no trimestre, e (iii) pelos custos relacionados a

⁸ Incluindo os 35% do Polo Pescada, operado pela Petrobras

atividades de manutenção preventiva e corretiva nas instalações de superfície das plataformas 3R-2 (TLWP) e 3R-3 (FPSO).

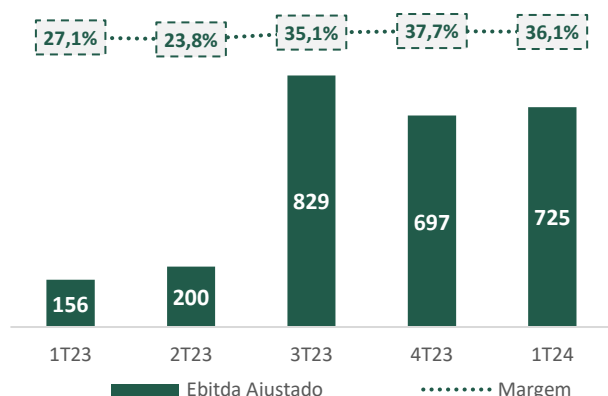
EBITDA Ajustado

O EBITDA Ajustado totalizou R\$ 724,6 milhões no trimestre, +4,7x (+365,7%) A/A e +4,0% T/T. Esse resultado reflete: (i) a contribuição de R\$ 776,4 milhões registrados no segmento *upstream*, e (ii) o resultado positivo de R\$ 59,2 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, parcialmente compensados por (iii) R\$ 68,9 milhões negativos correspondentes a despesas da estrutura corporativa, e (iv) R\$ 42,1 milhões em eliminações *intercompany*.

No trimestre, a performance do EBITDA Ajustado é suportada: (i) pelo retorno das operações do segmento *mid & downstream*, após parada para manutenção programada no trimestre anterior, (ii) pela melhora de condições comerciais na monetização da produção do portfólio, parcialmente compensados (iii) pelo registro de estoque de óleo e produtos derivados no encerramento do trimestre, e (iv) pelos efeitos do Brent médio mais depreciado em 1,4% T/T.

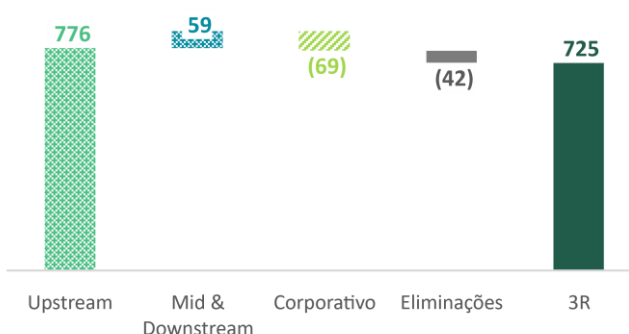
Ebitda Ajustado e Margem Ebitda Ajustada

(R\$ milhões)



Composição do EBITDA Ajustado 1T24

(R\$ milhões)



A Companhia ressalta a positiva contribuição dos segmentos *upstream* e *mid & downstream* na geração de EBITDA. No 1T24, a **margem EBITDA Ajustada consolidada registrou 36,1%, +9,0 p.p. A/A e -1,6 p.p. T/T**. A performance do trimestre é justificada: (a) pela maior participação do segmento *mid & downstream* no portfólio consolidado, segmento esse cuja margem EBITDA é tradicionalmente mais modesta quando comparada ao *upstream*, e (b) por atividades de integridade e intervenções em poços que antecipam o custo ao efeito de produção e receita.

Em uma análise por unidade de negócio, sem considerar o EBITDA corporativo e as eliminações *intercompany*, **o segmento *upstream* registrou margem EBITDA Ajustada de 54,1% no 1T24, +18,3 p.p. A/A e +3,9 p.p. T/T, enquanto o segmento *mid & downstream* aferiu margem de 4,3%, +0,6 p.p. T/T.**

Capex

A 3R registrou Capex de R\$ 456,9 milhões ou US\$ 92,3 milhões no primeiro trimestre de 2024, crescimento de 2,7x (169,0%) A/A e -43,9% T/T em reais. A redução do capex no trimestre é explicada, principalmente, pelo efeito da base de comparação, quando muitos projetos foram realizados e registrados no 4T23, incluindo a mobilização e aquisição de materiais e equipamentos para projetos em execução no primeiro semestre de 2024.

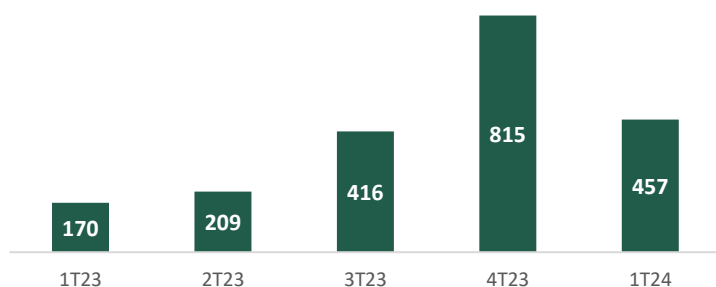
A aplicação do investimento no 1T24 foi direcionada para: (i) atividades de *workover* e reativação de poços, R\$ 194,7 milhões, (ii) projetos de revitalização e ampliação da infraestrutura de produção, R\$ 176,8 milhões, (iii)

atividades relacionadas às campanhas de perfuração, R\$ 51,9 milhões, (iv) aquisição de materiais para estoque, R\$ 20,1 milhões, e (v) R\$ 13,4 milhões em projetos corporativos, incluindo tecnologia da informação e telecom.

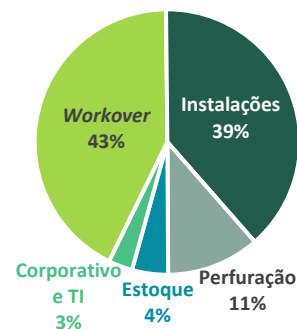
Em termos de unidade de negócio, R\$ 424,1 milhões do capex aplicado no 1T24 foram alocados no segmento *upstream*, enquanto R\$ 27,9 milhões aplicados no segmento *mid & downstream*. A parcela complementar de R\$ 4,9 milhões foi consumida pelo segmento corporativo.

Capex

(R\$ milhões)



Capex por atividade 1T24



Fluxo de Caixa Direto

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais somou R\$ 113,7 milhões, -81,4% T/T, já considerando o recebimento de R\$ 6,3 milhões referentes ao ajuste de contratos de *hedge* de petróleo. A performance do trimestre é explicada, principalmente, pelo maior capital de giro do trimestre, sobretudo: (i) pelo efeito do maior estoque de óleo e produtos derivados detidos no encerramento do trimestre, aproximadamente R\$ 82 milhões, (ii) pelo inadimplemento de obrigações financeiras pelo parceiro de Papa Terra, Nova Técnica Energy Ltda, aproximadamente R\$ 166 milhões, (iii) pelo reembolso de despesas com abandonos realizados no Polo Papa Terra, a receber da Petrobras, aproximadamente R\$ 81 milhões. Tais efeitos foram parcialmente compensados (iv) pela retomada das atividades operacionais do segmento *mid & downstream*, após parada para manutenção programada no trimestre anterior, e (v) pela melhor monetização da produção registrada no trimestre.

Vale destacar que a posição de estoques de óleo cru e de produtos derivados da Companhia somam R\$ 580,8 milhões ao final do 1T24, contabilizados ao valor de custo de produção, um aumento de cerca de R\$ 82 milhões em relação ao trimestre anterior.

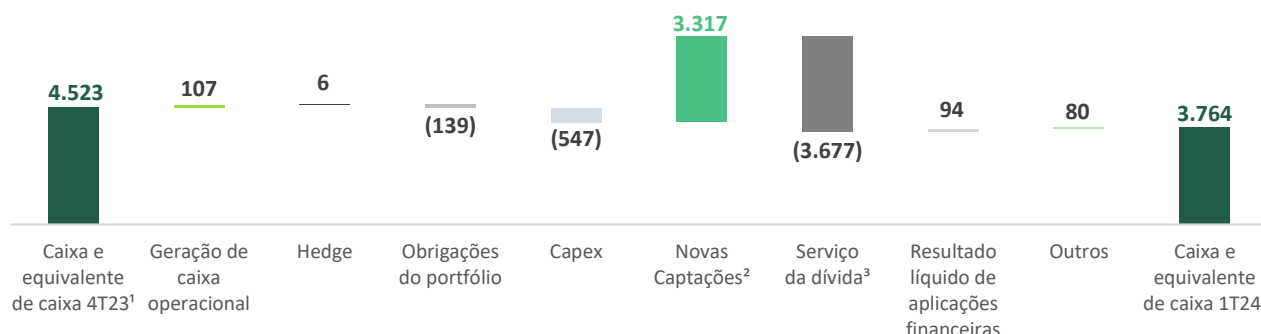
As atividades de investimento consumiram R\$ 685,8 milhões do caixa no 1T24, comparado a um consumo de R\$ 345,3 milhões no trimestre anterior. O resultado decorre: (i) do pagamento de R\$ 546,7 milhões referentes à aplicação de capex, +86,2% T/T, incluindo mobilização de projetos registrados no trimestre anterior, e (ii) do pagamento de parcelas diferidas e contingentes, R\$ 139,1 milhões, referentes às aquisições dos Polos Rio Ventura e Areia Branca.

As atividades de financiamento consumiram R\$ 116,7 milhões no 1T24, comparado a geração de R\$ 771,7 milhões no 4T23. O resultado reflete: (i) a terceira emissão de debêntures realizada no trimestre anterior, R\$ 1.000,0 milhões, (ii) a quarta emissão de debêntures, R\$ 900,0 milhões, (iii) a emissão de Notes (*Bond*), US\$ 500 milhões, compensados (iv) pelo pré-pagamento da segunda emissão de debêntures, R\$ 905,4 milhões, (v) pelo pré-pagamento do primeiro *term loan*, R\$ 2.535,7 milhões, e (vi) pelo pagamento de R\$ 187,6 milhões referentes ao serviço de dívidas contratadas.

Em consequência à dinâmica acima apresentada, o caixa líquido registrou consumo de R\$ 682,5 milhões no trimestre, comparado à geração positiva de R\$ 1.037,9 milhões no 4T23.

Fluxo de Caixa

(R\$ milhões)


¹ O montante de caixa e equivalente de caixa inclui os saldos de aplicações financeiras e do caixa restrito.

² O montante refere-se à quarta emissão de debêntures da Companhia e à emissão das Notes (*Bond*) pela 3R Lux, ambas apresentadas líquidas de custos de transação.

³ O montante inclui o pré-pagamento da segunda emissão de debêntures da Companhia e do primeiro *term loan*.

Estrutura de Capital

A Companhia encerrou o 1T24 com posição de caixa e equivalentes de caixa, incluindo saldo de aplicações financeiras e caixa restrito, de R\$ 3.764,1 milhões, -16,8% T/T, ou US\$ 753,4 milhões, -19,4% T/T em dólar americano. Esse resultado é explicado, principalmente: (i) por pagamentos relacionados à aplicação de investimentos (capex), R\$ 546,7 milhões, (ii) pelo pagamento de obrigações do portfólio, referentes aos Polos Rio Ventura e Areia Branca, R\$ 139,1 milhões, (iii) pelo pagamento do serviço da dívida, R\$ 187,6 milhões, (iv) pelos efeitos de implementação do *liability management*, emissão de novas dívidas (*Bond* e debênture) e pré-pagamento de instrumentos existentes (*term loan* e debênture), (v) pelo efeito do maior estoque de óleo e produtos derivados, (vi) pelo inadimplemento financeiro do parceiro de Papa Terra, e (vii) pelo saldo a receber da Petrobras referente a reembolso de abandonos realizados em Papa Terra, parcialmente compensados (viii) pela positiva geração de caixa operacional no 1T24, R\$ 113,7 milhões, incluindo o resultado de *hedge* de petróleo, e (ix) pelo resultado líquido de aplicações financeiras, R\$ 94,0 milhões.

Em fevereiro de 2024, a Companhia concluiu sua quarta emissão de debêntures: (a) montante de R\$ 900,0 milhões, (b) vencimento em fevereiro de 2029 (carência de principal por 3 anos) e (c) remuneração referenciada em CDI + 3,0% ao ano. Os recursos foram utilizados na quitação integral do resgate antecipado facultativo das debêntures da segunda emissão.

Em fevereiro de 2024 a Companhia concluiu sua primeira emissão de Notes (*Bond*), título de dívida emitido no exterior, através da subsidiária 3R Lux: (a) montante de US\$ 500,0 milhões, (b) vencimento em fevereiro de 2031, *bullet* (amortização do principal no vencimento), e (c) remuneração à taxa cupom de 9,75% ao ano. Os recursos foram utilizados na integral quitação antecipada do primeiro *term loan* contratado para financiamento da aquisição do Polo Potiguar.

A Companhia destaca o êxito nas otimizações da sua estrutura de dívida, *liability management*, atendendo plenamente ao objetivo de alongamento do prazo médio dos instrumentos e redução do custo financeiro (cupom) contratado.

A dívida bruta⁹, incluindo a dívida da 3R Lux, encerrou o 1T24 em R\$ 9.603,4 milhões, +3,3% T/T, ou US\$ 1.922,1 milhões, estável em comparação ao trimestre anterior. O resultado é explicado pela atualização de juros e correção monetária sobre os instrumentos de dívida, já incluindo os efeitos do *liability management* implementado.

⁹ Não considera R\$ 41,4 milhões em arrendamentos.

Importante destacar que os recursos captados através da emissão de Notes (*Bond*) pela 3R Lux, 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.

Em consequência da dinâmica acima apresentada, **a Companhia encerrou o 1T24 com dívida líquida de R\$ 5.839,3 milhões, +22,2% T/T**, ou US\$ 1.168,7 milhões, +18,4% T/T.

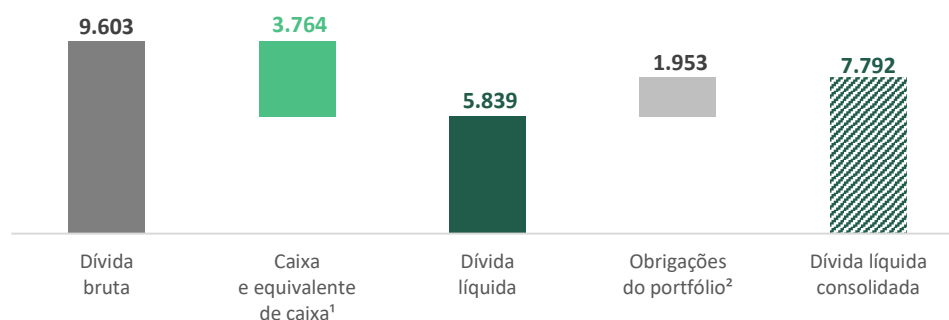
Adicionalmente à dívida financeira acima reportada, a Companhia possui compromissos (*earn-outs*) relacionados à aquisição de ativos do portfólio, incluindo parcelas diferidas e contingentes, conforme tabela abaixo¹⁰. Em relação aos compromissos contingentes, estes estão vinculados a valor médio do Brent, performance operacional, e/ou declaração de comercialidade de ativo. **No encerramento de 1T24, os compromissos a pagar por aquisições somavam R\$ 1.953,1 milhões, -0,5% T/T**, ou US\$ 390,9 milhões, -3,6% T/T.

Ativos	2T24	3T24	4T24	2025	2026	2027	Total
Em milhões de Reais							
Peroá (WI 100%)				77	122		199
Papa Terra (WI 62,5%)	82		82	145	32	82	422
Potiguar	338			338	331	324	1.332
Total de Pagamentos	420	-	82	560	485	406	1.953
Contingente	82		82	221	154	82	621
Diferido	338			338	331	324	1.332

Por consequência, **a Companhia encerrou o trimestre com dívida líquida consolidada de R\$ 7.792,4 milhões, +15,6% T/T ou US\$ 1.559,7 milhões, +12,0% T/T**.

Endividamento

(R\$ milhões)



¹ O montante de caixa e equivalente de caixa inclui os saldos de aplicações financeiras e do caixa restrito.

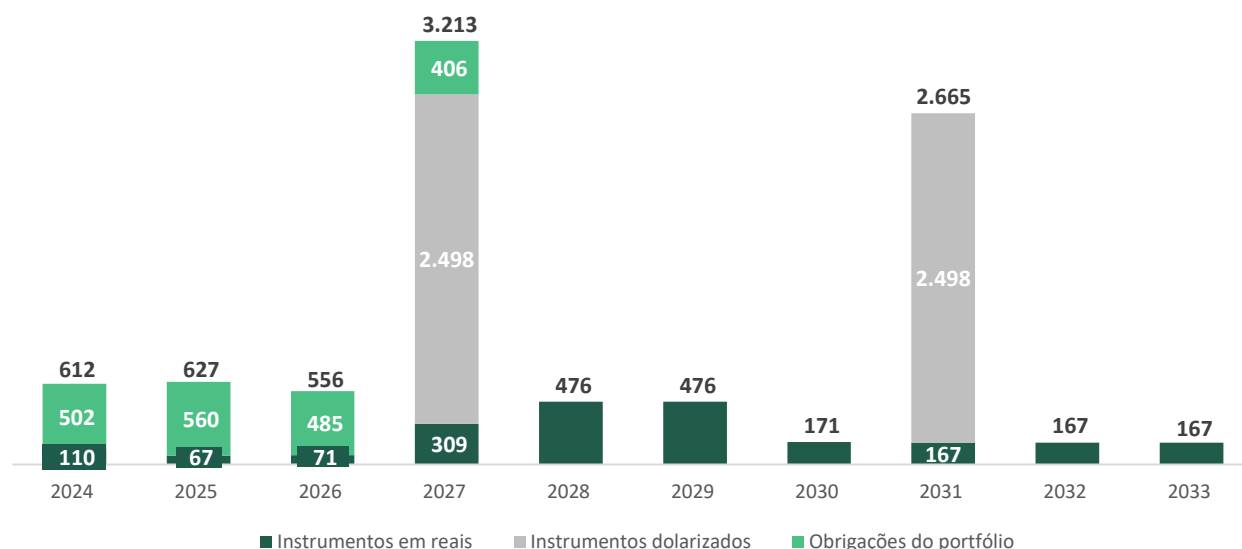
² Valor dos compromissos referentes à aquisição de ativos atualizado em 31 de março de 2024.

¹⁰ 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 primeiro trimestre de 2024.

Perfil de Amortização¹¹

(R\$ milhões)



Considerando a metodologia estabelecida nos instrumentos de dívida para fins de *covenant*, a Companhia encerrou o 1T24 com alavancagem (dívida financeira líquida consolidada dividida pelo EBITDA Proforma¹² Ajustado) de 2,8x, patamar controlado dentro do parâmetro máximo de 3,5x exigido nos contratos de dívida. Para fins de análise gerencial, anualizando os últimos 9 meses¹³ de resultado, período em que a Companhia possuía o portfólio consolidado, a alavancagem, no encerramento de 1T24, registrou índice de 2,6x.

¹¹ Considera o montante referente ao principal dos instrumentos de dívida e os compromissos de aquisição consolidados, excluindo a debênture emitida pela 3R Potiguar em que é garantida pela aplicação financeira (TRS) da 3R Lux.

¹² 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.

¹³ EBITDA Ajustado dos últimos 9 meses (3T23 + 4T23 + 1T24) anualizado.

Anexo I – Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial					
Em milhares de reais	1T24	1T23	Δ A/A	4T23	Δ T/T
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	1.019.855	664.644	1,5x	1.754.106	-41,9%
Aplicações financeiras	9.123	24.112	-62,2%	154.559	-94,1%
Caixa restrito	215.291	-	-	287.215	-25,0%
Contas a receber de terceiros	496.429	235.103	2,1x	522.022	-4,9%
Estoque	937.560	203.449	4,6x	814.819	15,1%
Adiantamentos	327.897	224.980	45,7%	58.578	5,6x
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	277.356	30.781	9,0x	159.898	73,5%
Derivativos	7.841	46.610	-83,2%	40.817	-80,8%
Despesas antecipadas	173.338	82.253	2,1x	164.556	5,3%
Outros ativos	91.639	5.404	17,0x	8.926	10,3x
Total do ativo circulante	3.556.329	1.517.336	2,3x	3.965.496	-10,3%
Aplicações financeiras	2.498.100	-	-	2.304.150	8,4%
Caixa restrito	21.698	10.112	2,1x	22.772	-4,7%
Depósitos judiciais	6.736	5.155	30,7%	8.205	-17,9%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	130	2.535	-94,9%	128	1,6%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	639.866	483.708	32,3%	538.830	18,8%
Derivativos	36.037	16.546	2,2x	61.894	-41,8%
Outros ativos	4.829	-	-	4.829	-
Adiantamentos para cessão de blocos	1.600	593.549	-99,7%	1.600	-
Imobilizado	6.504.949	2.334.420	2,8x	6.149.095	5,8%
Intangível	6.924.830	2.969.238	2,3x	7.021.490	-1,4%
Direito de uso	37.243	49.639	-25,0%	41.369	-10,0%
Total do ativo não circulante	16.676.018	6.464.902	2,6x	16.154.362	3,2%
Total do ativo	20.232.347	7.982.238	2,5x	20.119.858	0,6%
Passivo					
Fornecedores	1.208.489	262.761	4,6x	1.315.214	-8,1%
Empréstimos e financiamentos	164.948	109.115	51,2%	239.428	-31,1%
Arrendamentos	17.027	14.259	19,4%	16.500	3,2%
Obrigações trabalhistas	80.948	40.433	100,2%	103.832	-22,0%
Valores a pagar por aquisições	840.404	544.602	54,3%	608.436	38,1%
Pagamento baseado em ações	992	-	-	-	-
Contas a pagar - partes relacionadas	6.164	-	-	6.164	-
Dividendos a pagar	92.565	-	-	92.565	-
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recolher	173.039	53.256	3,2x	123.090	40,6%
Provisão para pagamento de Royalties	34.906	13.801	2,5x	38.893	-10,3%
Debêntures	73.955	167.760	-55,9%	721.925	-89,8%
Debêntures - Partes relacionadas	21.990	-	-	22.129	-0,6%
Derivativos	60.769	13.011	4,7x	17.441	3,5x
Outras obrigações	31.801	26.366	20,6%	30.894	2,9%
Total do passivo circulante	2.807.997	1.245.364	2,3x	3.336.511	-15,8%
Debêntures	6.774.822	770.500	8,8x	5.962.183	13,6%
Debêntures - Partes relacionadas	10.718	-	-	16.071	-33,3%
Empréstimos e financiamentos	2.556.933	-	-	2.338.631	9,3%
Arrendamentos	24.359	37.852	-35,6%	28.813	-15,5%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	66.739	78.692	-15,2%	68.288	-2,3%
Provisão para contingências	3.351	3.487	-3,9%	3.207	4,5%
Derivativos	74.508	-	-	52.672	41,5%
Valores a pagar por aquisições	1.112.676	-	-	1.354.641	-17,9%
Provisão para abandono	1.398.591	1.127.797	1,2x	1.349.358	3,6%
Outras obrigações	44.343	363.607	-87,8%	44.393	-0,1%
Total do passivo não circulante	12.067.040	2.381.935	5,1x	11.218.257	7,6%
Capital social	5.062.063	4.154.406	21,8%	5.055.783	0,1%
Reserva de capital	62.971	35.841	75,7%	58.138	8,3%
Reserva de lucros	297.183	-	-	297.183	-
Ajuste de avaliação patrimonial	92.326	105.239	-12,3%	81.333	13,5%
Prejuízo acumulado	(235.623)	(2.795)	-	-	-
Total patrimônio líquido atribuível aos proprietários da empresa	5.278.920	4.292.691	23,0%	5.492.437	-3,9%
Participação de acionistas não controladores	78.390	62.248	25,9%	72.653	7,9%
Patrimônio líquido	5.357.310	4.354.939	23,0%	5.565.090	-3,7%
Total do passivo e patrimônio líquido	20.232.347	7.982.238	2,5x	20.119.858	0,6%

Anexo II – Demonstração de Resultados

Demonstração de Resultado					
Em milhares de reais	1T24	1T23	Δ A/A	4T23	Δ T/T
Receita líquida	2.007.601	573.698	3,5x	1.849.450	8,6%
Custo dos produtos vendidos	(1.356.479)	(369.513)	3,7x	(1.270.588)	6,8%
Lucro bruto	651.122	204.185	3,2x	578.862	12,5%
Despesas gerais e administrativas	(136.474)	(109.884)	24,2%	(90.168)	51,4%
Outras despesas / receitas operacionais	(8.182)	(21.624)	-62,2%	38.652	-
Provisão no valor recuperável de ativos	-	-	-	(16.252)	-
	(144.656)	(131.508)	10,0%	(67.768)	2,1x
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos	506.466	72.677	7,0x	511.094	-0,9%
Receitas financeiras	117.388	135.313	-13,2%	219.844	-46,6%
Despesas financeiras	(882.789)	(153.492)	5,8x	(183.083)	4,8x
Resultado financeiro líquido	(765.401)	(18.179)	42,1x	36.761	-
Lucro/(Prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social	(258.935)	54.498	-	547.855	-
Imposto de renda e contribuição social corrente	(73.537)	(22.615)	3,3x	(53.973)	36,2%
Imposto de renda e contribuição social diferido	102.586	(15.780)	-	(86.705)	-
Lucro líquido (Prejuízo) do período	(229.886)	16.103	-	407.177	-
Lucro/(Prejuízo) líquido atribuído a:					
Proprietários da Companhia	(235.623)	12.691	-	399.015	-
Acionistas não controladores	5.737	3.412	68,1%	8.162	-29,7%
Lucro líquido (Prejuízo) do período	(229.886)	16.103	-	407.177	-

Anexo III – Fluxo de Caixa

Demonstração de Fluxo de Caixa					
Em milhares de reais	1T24	1T23	Δ A/A	4T23	Δ T/T
Resultado do período	(229.886)	16.103	-	407.177	-
Ajustes por:					
Resultado de aplicações financeiras	(88.755)	(19.364)	4,6x	(102.259)	-13,2%
Juros sobre arrendamentos e depósitos judiciais	1.430	1.451	1,0x	1.723	-17,0%
Juros sobre debêntures, empréstimos e valores a pagar por aquisições	307.244	56.839	5,4x	336.431	-8,7%
Ajuste a valor presente	13.462	17.916	-24,9%	78.119	-82,8%
Variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	1.312	-	-	86.150	-98,5%
Derivativos não realizados	117.740	(73.269)	-	(166.604)	-
Variação cambial não realizada	141.080	(27.381)	-	147.186	-4,1%
Provisões para Contingências constituídas / (revertidas)	144	(525)	-	(460)	-
Constituição/reversão impairment	-	-	-	16.252	-
Atualização monetária - Debêntures	173.955	(366)	-	(162.106)	-
Atualização da provisão para abandono	30.823	18.049	1,7x	3.296	9,9x
Amortização e Depreciação	213.963	79.901	2,7x	202.505	5,7%
Depreciação de direito de uso	4.144	3.025	1,4x	4.484	-7,6%
Despesas antecipadas apropriadas no período	48.713	14.803	3,3x	42.576	14,4%
Custos apropriados – debêntures	141.381	1.606	88,0x	30.643	3,6x
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(29.049)	38.395	-	92.643	-
Transação com pagamento baseado em ação	4.833	(1.295)	-	13.632	-64,5%
	852.534	125.888	6,8x	1.031.388	-17,3%
Variação em ativos e passivos					
Contas a receber de terceiros	25.593	(11.851)	-	11.065	2,3x
Imposto de renda e contribuição social	(66.849)	(12.253)	5,5x	75.192	-
Estoques	(132.632)	(8.378)	15,8x	(121.343)	1,1x
Outros ativos	(1.406)	(1.999)	-29,7%	200	-
Adiantamentos	(269.319)	(31.969)	8,4x	1.200	-
Fornecedores	(82.193)	16.093	-	(95.825)	-14,2%
Depósitos judiciais	1.469	(560)	-	-	-
Despesas antecipadas	(57.495)	(19.678)	2,9x	(82.679)	-30,5%
Obrigações trabalhistas	(21.892)	(15.513)	41,1%	(2.680)	8,2x
Royalties	(3.987)	(1.265)	3,2x	(7.534)	-47,1%
Amortização do custo de abandono	(64.211)	(766)	83,8x	(587)	109,4x
Derivativos	6.257	13.937	-55,1%	(6.706)	-
Outras obrigações	2.032	687	3,0x	(79.464)	-
Caixa gerado pelas atividades operacionais	187.901	52.373	3,6x	722.227	-74,0%
Impostos pagos sobre o lucro	(74.199)	(4.260)	17,4x	(110.694)	0,7x
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	113.702	48.113	2,4x	611.533	-81,4%
Aplicações financeiras	40.241	26.605	51,3%	43.418	-7,3%
Aquisição de imobilizado	(462.259)	(157.644)	2,9x	(47.341)	9,8x
Aquisição de intangível	(16.708)	(12.193)	37,0%	17.798	-
Caixa restrito	72.998	4.873	15,0x	(61.458)	-
Aquisição de ativo de óleo e gás	(135.700)	-	-	(93.713)	44,8%
Caixa líquido proveniente (usado) nas atividades de investimento	(501.428)	(138.359)	3,6x	(141.296)	3,5x
Custo de transação	(84.550)	-	-	(83.629)	1,1%
Juros pagos debêntures	(183.382)	(38.171)	4,8x	(198.280)	-7,5%
Pagamento de passivo de arrendamento	(5.375)	(3.699)	1,5x	(5.770)	-6,8%
Emissão de debêntures	900.000	-	-	1.000.000	-10,0%
Juros pagos sobre empréstimos	(55.641)	-	-	(82.565)	-32,6%
Aumento de capital	6.280	-	-	-	-
Amortização principal - Debêntures	(923.988)	(5.493)	168,2x	(5.285)	174,8x
Amortização principal - Empréstimos	(2.484.350)	-	-	-	-
Empréstimos captados	2.484.350	-	-	-	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	(346.656)	(47.363)	7,3x	624.471	-
Aumento / (redução) do caixa e equivalentes de caixa do período	(734.382)	(137.609)	5,3x	1.094.708	-
Caixa e equivalente de caixa no início do período	1.754.106	800.442	2,2x	781.980	2,2x
Efeito de variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	131	1.811	0,1x	(122.582)	-
Caixa e equivalente de caixa no final do período	1.019.855	664.644	1,5x	1.754.106	-41,9%
Variação do caixa e equivalentes de caixa no período	(734.382)	(137.609)	5,3x	1.094.708	-

Anexo IV – Demonstração de Resultado Detalhada

Demonstração de Resultado	Upstream				Upstream	Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	1T24	1T23		4T23	
	Complexo Potiguar	Complexo Recôncavo	Peroá 100%	Papa Terra 62,5%					3R	3R	Δ A/A	3R	Δ T/T
Em milhares de reais													
Receita Líquida	813.732	243.220	107.457	271.947	1.436.356	1.392.026	-	(820.781)	2.007.601	573.698	3,5x	1.849.450	8,6%
Custo do Produto Vendido	(378.282)	(145.328)	(53.174)	(216.190)	(792.974)	(1.337.633)	-	774.128	(1.356.479)	(369.513)	3,7x	(1.270.588)	6,8%
Royalties	(63.240)	(13.373)	(2.549)	(27.766)	(106.928)	-	-	-	(106.928)	(41.619)	2,6x	(99.649)	7,3%
Lucro Bruto	435.450	97.892	54.283	55.757	643.382	54.393	-	(46.653)	651.122	204.185	3,2x	578.862	12,5%
Despesas G&A	(41.264)	(6.213)	(1.221)	(7.023)	(55.721)	(9.502)	(71.251)	-	(136.474)	(109.884)	24,2%	(90.168)	51,4%
Outras receitas e despesas operacionais	(3.986)	(2.242)	(2)	(342)	(6.572)	(1.462)	(148)	-	(8.182)	(21.624)	-62,2%	22.400	-
Lucro Operacional	390.200	89.437	53.060	48.392	581.089	43.429	(71.399)	(46.653)	506.466	72.677	7,0x	511.094	-0,9%
Resultado Financeiro Líquido	(508.813)	(30.307)	(17.840)	(30.972)	(587.932)	331	(177.800)	-	(765.401)	(18.179)	42,1x	36.761	-
Receita Financeira	16.218	14.569	(2)	5.726	36.511	1.583	110.139	(30.845)	117.388	135.313	-13,2%	219.844	-46,6%
Despesa Financeira	(525.031)	(44.876)	(17.838)	(36.698)	(624.443)	(1.252)	(287.939)	30.845	(882.789)	(153.492)	5,8x	(183.083)	4,8x
Resultado antes de impostos	(118.613)	59.130	35.220	17.420	(6.843)	43.760	(249.199)	(46.653)	(258.935)	54.498	-	547.855	-
Imposto de renda e contribuição social	72.587	(8.746)	-	(14.394)	49.447	(21.946)	-	1.548	29.049	(38.395)	-	(140.678)	-
Lucro Líquido	(46.026)	50.384	35.220	3.026	42.604	21.814	(249.199)	(45.105)	(229.886)	16.103	-	407.177	-
Imposto de renda e contribuição social	72.587	(8.746)	-	(14.394)	49.447	(21.946)	-	1.548	29.049	(38.395)	-	(140.678)	-
Resultado Financeiro Líquido	(508.813)	(30.307)	(17.840)	(30.972)	(587.932)	331	(177.800)	-	(765.401)	(18.179)	42,1x	36.761	-
Depreciação e Amortização	(107.217)	(27.457)	(13.733)	(41.739)	(190.146)	(13.674)	-	(4.553)	(208.373)	(68.129)	3,1x	(193.654)	7,6%
Depreciação e Amortização G&A	(3.581)	(1.016)	(108)	(427)	(5.132)	(2.090)	(2.512)	-	(9.734)	(14.797)	0,7x	(13.335)	-27,0%
EBITDA	500.998	117.910	66.901	90.558	776.367	59.193	(68.887)	(42.100)	724.573	155.603	4,7x	718.083	0,9%
Margem EBITDA	61,6%	48,5%	62,3%	33,3%	54,1%	4,3%	-	-	36,1%	27,1%	9,0 p.p.	38,8%	-2,7 p.p.
Ajustes não recorrentes					-	-	-	-		-	-	(21.484)	-
EBITDA Ajustado	500.998	117.910	66.901	90.558	776.367	59.193	(68.887)	(42.100)	724.573	155.603	4,7x	696.599	4,0%
Margem EBITDA Ajustado	61,6%	48,5%	62,3%	33,3%	54,1%	4,3%	-	-	36,1%	27,1%	9,0 p.p.	37,7%	-1,6 p.p.

Anexo V – Tabela Produção por Ativo

Consolidado		UND	1T23	2T23	3T23	4T23	1T24
	Dados de Produção	boe/d	26.455	35.773	49.920	54.476	51.540
	Dados de Produção 3R	boe/d	20.691	28.375	42.736	45.902	44.397
	Óleo Portfólio	bbl/d	18.381	26.157	40.038	43.844	40.356
Complexo	Óleo 3R	bbl/d	13.530	19.866	33.813	36.085	34.220
	Gás Portfólio ⁽¹⁾	boe/d	8.074	9.616	9.882	10.632	11.184
	Gás 3R ⁽¹⁾	boe/d	7.161	8.509	8.923	9.817	10.177
Complexo	Potiguar	boe/d	6.464	11.600	25.681	25.493	26.110
	Potiguar 3R ^{(1) (2)}	boe/d	5.848	10.872	25.137	25.101	25.453
	Óleo	bbl/d	5.073	9.946	23.610	23.536	23.589
	Óleo 3R ⁽²⁾	bbl/d	4.951	9.788	23.490	23.463	23.448
Polo	Gás ⁽¹⁾	boe/d	1.392	1.655	2.071	1.957	2.520
	Gás 3R ^{(1) (2)}	boe/d	897	1.084	1.647	1.638	2.005
Polo	Potiguar 3R ⁽⁴⁾	boe/d	-	4.134	16.991	16.620	16.401
	Óleo 3R ⁽⁴⁾	bbl/d	-	4.055	16.728	16.305	16.080
	Gás 3R ⁽⁴⁾	boe/d	-	79	263	315	321
Polo	Macau 3R	boe/d	4.397	5.201	6.609	6.949	7.370
	Óleo 3R	bbl/d	3.766	4.503	5.453	5.796	5.964
	Gás 3R	boe/d	631	698	1.155	1.152	1.406
Polo	Areia Branca - Óleo 3R	bbl/d	469	446	482	530	546
Polo	Fazenda Belém - Óleo 3R	bbl/d	651	698	762	791	782
Polo	Pescada	boe/d	948	1.121	837	603	1.011
	Pescada 3R ⁽²⁾	boe/d	332	392	293	211	354
	Óleo	bbl/d	187	243	184	113	217
	Óleo 3R	bbl/d	65	85	65	40	76
Polo	Gás	boe/d	761	878	652	489	793
	Gás 3R	boe/d	266	307	228	171	278
Complexo	Recôncavo 3R	boe/d	7.028	7.413	7.538	9.187	9.286
	Óleo 3R	bbl/d	3.133	3.022	3.294	3.824	3.897
	Gás 3R	boe/d	3.895	4.390	4.244	5.363	5.389
Polo	Rio Ventura 3R	boe/d	2.918	3.063	3.542	4.332	4.031
	Óleo 3R	bbl/d	1.432	1.298	1.709	1.924	1.859
	Gás 3R	boe/d	1.485	1.765	1.832	2.408	2.172
Polo	Recôncavo 3R ⁽³⁾	boe/d	4.110	4.350	3.996	4.855	5.255
	Óleo 3R	bbl/d	1.700	1.724	1.584	1.900	2.038
	Gás 3R ⁽³⁾	boe/d	2.410	2.626	2.412	2.955	3.217
Complexo Offshore	Peroá	boe/d	2.912	3.726	3.727	3.442	3.392
	Peroá 3R - WI 85%	boe/d	2.475	3.167	3.168	2.926	2.883
	Óleo	bbl/d	125	155	160	129	118
	Óleo 3R	bbl/d	106	132	136	110	100
Complexo Offshore	Gás	boe/d	2.787	3.571	3.567	3.313	3.274
	Gás 3R	boe/d	2.369	3.035	3.032	2.816	2.783
Complexo Offshore	Papa Terra - Óleo	bbl/d	10.050	13.033	12.974	16.354	12.752
	Papa Terra - Óleo 3R - WI 53,13%	bbl/d	5.339	6.924	6.892	8.688	6.774

(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 1T24, aproximadamente 53% do gás produzido no Polo Recôncavo foi reinjetado nos reservatórios.

(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.