



# DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS 3 T 2 3

[ri.3rpetroleum.com.br](http://ri.3rpetroleum.com.br)

## Resultados | 3T23

Rio de Janeiro, 08 de novembro de 2023 – A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“3R” ou “Companhia”) (B3: RRRP3) apresenta os resultados referentes ao terceiro trimestre de 2023 (“3T23”). 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					
	3T23	3T22	Δ A/A	2T23	Δ T/T
<b>Receita Líquida</b> (R\$ milhões)	<b>2.360,3</b>	502,4	369,8%	836,6	182,1%
<b>EBITDA Ajustado</b> (R\$ milhões)	<b>828,6</b>	192,6	330,1%	199,5	315,3%
<b>Margem EBITDA Ajustada</b>	<b>35,1%</b>	38,3%	-3,2 p.p.	23,8%	11,3 p.p.
<b>Produção Total<sup>1</sup></b> (boe/dia)	<b>42.736</b>	14.904	186,7%	28.375	50,6%
Produção média diária de óleo (bbl/dia)	<b>33.813</b>	8.922	279,0%	19.866	70,2%
Produção média diária de gás (boe/dia)	<b>8.923</b>	5.982	49,2%	8.509	4,9%
<b>Preço médio da venda de óleo</b> (US\$/bbl)	<b>80,7</b>	88,4	-8,8%	68,5	18,7%
<b>Preço médio da venda de gás</b> (US\$/MMbtu)	<b>7,8</b>	8,6	-9,3%	7,1	11,3%
<b>Lifting Cost</b> (US\$/boe)	<b>18,5</b>	15,2	21,9%	23,5	-21,1%

<sup>1</sup> Participação 3R (considera participação de 85% da 3R Offshore)

### DESTAQUES DO TRIMESTRE

#### Portfólio consolidado e melhoria da eficiência operacional se traduzem em resultados recordes

- **Receita líquida** recorde de R\$ 2,4 bilhões no 3T23: +4,7x A/A e +2,8x T/T
- **EBITDA ajustado recorde de R\$ 828,6 milhões no 3T23**: aumento de 4,3x e 4,2x versus o 3T22 e 2T23, respectivamente
- **Expansão de mais de 11 p.p. na margem EBITDA ajustada consolidada (*upstream e mid & downstream*)**, alcançando 35,1% versus 23,8% no 2T23: 1º trimestre com portfólio integrado e sem custos de transição
- **Margem EBITDA ajustada do segmento *upstream* registra 53,1% no 3T23, +14,7 p.p T/T, enquanto a do *mid & downstream* atingiu 11,6%, + 10,2 p.p T/T**, sem considerar o segmento corporativo e as eliminações
- **Otimização dos contratos comerciais, com monetização recorde no 3T23**: preço médio realizado na venda do óleo equivalente a 93% do Brent e preço de gás vendido<sup>1</sup> a terceiros registrou 11% do Brent
- **Diversificação da base de clientes de óleo, gás e derivados** cria alternativas para melhor monetização da produção, além de minimizar riscos
- **Redução de 21,1% no *lifting cost* T/T**: suportado principalmente pela integração do Polo Potiguar e incremento da produção do Polo Macau

<sup>1</sup> Em dólares por MMBTU

- **Aceleração do Capex com a mobilização de sondas, evolução da campanha de perfuração e melhoria nas instalações de produção**, sendo US\$ 85,3 milhões investidos no 3T23, +6,5x A/A e +99,4% T/T
- **A 3R completou o primeiro trimestre de operação no segmento de *mid & downstream***, sem qualquer descontinuidade operacional e com forte incremento de margem EBITDA neste segmento
- **Geração de caixa operacional atingiu relevante marca de R\$ 451,8 milhões no 3T23, +111,8% T/T**

### **Evolução operacional impulsionada pela revitalização de instalações e investimento em produção**

- **3R inicia o 4T23 com produção de 45,8 mil boe/d em outubro, + 7,2%** quando comparado com o 3T23
- **Produção recorde de 42,7 mil boe/d no 3T23, +50,6% T/T e +2,9x A/A**
- **Participação do óleo alcançou 79% na produção do 3T23**, refletindo a incorporação do Polo Potiguar e incremento orgânico de produção nos demais ativos
- **Mobilização de novas sondas** suportaram o recorde de atividades em poços em um trimestre: mais de 264 intervenções: reativação de poços, *workovers* e *pulling*
- **Campanha de perfuração *onshore* soma 26 poços perfurados em 2023, sendo 18 realizados no 3T23**, com resultados alinhados ao planejamento da Companhia
- **Aumento da confiabilidade das instalações e sistemas operacionais já se traduzem em aumento de eficiência e produção**: contínuo incremento de produção registrado no Polo Macau e menor volatilidade na operação do Polo Papa Terra
- **Melhoria contínua em Macau: +27,1% na produção total em boe T/T, e aumento de 80% na produção de óleo registrada em outubro quando comparado ao resultado de janeiro de 2023**
- **Ampla mobilização para intensificar atividades de integridade, manutenção e recuperação de capacidade instalada nos segmentos de *mid & downstream***
- O 3T23 comprova a posição de referência da 3R em bacias terrestres brasileiras ao se posicionar como **única companhia realmente independente e com importante integração da cadeia produtiva, trazendo flexibilidade comercial e operacional**

### **Lançamento do primeiro Relatório de Sustentabilidade da Companhia**

- **Relatório 2022 é publicado com base nos padrões GRI – *Global Reporting Initiative***

Conferência em Português	Conferência em Inglês
<b>09 de novembro de 2023</b>	<b>09 de novembro de 2023</b>
<b>14:00 (BRT)</b>	<b>1:00 p.m. (US EDT)</b>
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: 832 7190 4413	ID do webinar: 832 7190 4413
Senha: 116137	Senha: 116137
Inscrição: <a href="#">clique aqui</a>	Inscrição: <a href="#">clique aqui</a>

## Mensagem da Administração

Em novembro de 2020, o IPO da 3R encerrou um longo intervalo sem novas estreias de empresas de óleo e gás na bolsa brasileira. Mesmo em um contexto delicado de pandemia e curva de petróleo desafiadora, apresentamos à época uma tese de investimentos diferenciada: construir um portfólio de ativos em produção, com baixo risco geológico e alta capacidade de revitalização, em um momento especial do plano de desinvestimentos da Petrobras. **Quase três anos após a listagem e superação de desafios ao longo desta curta, porém intensa trajetória, nos orgulhamos de transformar esta tese de investimentos em realidade: alcançamos recordes operacionais e financeiros, nos posicionamos de forma definitiva entre as maiores empresas independentes da América Latina e construímos um portfólio único de ativos no Brasil, com relevantes volumes em produção e reservas, além da integração e independência logística dificilmente observada em empresas comparáveis.**

No âmbito operacional, o 3T23 marca o primeiro trimestre desde o IPO em que o resultado foi integralmente suportado pelos ativos que compõem o atual portfólio da Companhia. **Alcançamos a média recorde de produção de ~43 mil boe/d no trimestre, expressivo aumento de 2,9 e 6,6 vezes em um período de 12 e 24 meses, respectivamente.** Este crescimento decorre da incorporação de novos ativos, principalmente do Polo Potiguar, e da evolução orgânica de ativos já operados pela 3R há mais tempo. Neste aspecto, **o maior destaque é o Polo Macau: após uma longa jornada de melhorias operacionais e esforços para ampliação da capacidade de processamento, incrementamos em cerca de 80% a produção de óleo durante o ano de 2023.**

Ainda no âmbito operacional, o 3T23 marcou o primeiro trimestre completo de operação do Polo Potiguar, tanto no segmento *upstream*, como na operação dos ativos de *mid & downstream*. Com a integração desses ativos, a 3R passou a deter infraestrutura própria na Bacia Potiguar para escoar, estocar, refinar e vender seus produtos localmente ou para fora do Estado (através de seu Terminal Aquaviário, que permite vendas por cabotagem ou exportação), além de contar com importante fonte de receitas por meio da prestação de serviços e compartilhamento de instalações aos demais produtores locais e empresas distribuidoras. O Cluster Potiguar passou a representar cerca de 60% da produção total e 70% da produção de óleo da Companhia no 3T23.

**No âmbito estratégico e comercial, apresentamos forte evolução no trimestre, com a implementação de novos contratos de venda de óleo e gás. As condições comerciais em todos Clusters foram otimizadas ao longo de 2023, com redução dos descontos na venda de óleo nas Bacias do Recôncavo, Potiguar e em Papa Terra, e melhores condições de venda de gás na Bahia e no Espírito Santo.** Na venda de óleo, a 3R evoluiu de um preço médio de venda de 79% sobre o preço de referência do óleo tipo Brent no 1T23 para 93% no 3T23. Já na venda de gás, a Companhia saiu de preços de venda abaixo de 5% sobre o preço de referência do óleo tipo Brent nos últimos anos, para 11% na média do 3T23.

O avanço da estratégia comercial aliado ao desempenho operacional proporcionou uma **receita líquida recorde de mais de R\$ 2,3 bilhões de reais no trimestre, somando aproximadamente R\$ 3,8 bilhões nos primeiros 9 meses do ano. A receita líquida registrada no 3T23 foi 29 vezes maior do que a receita do 3T20, trimestre que marcou a primeira divulgação de resultados da Companhia após a abertura de capital,** enquanto a receita líquida acumulada em 2023 já supera a soma das receitas líquidas dos anos de 2020, 2021 e 2022 em mais de R\$ 1 bilhão. Esse resultado demonstra quão forte tem sido o ritmo de crescimento da 3R nos últimos três anos. Em linha com o incremento das receitas, atingimos um **EBITDA ajustado recorde de R\$ 829 milhões no trimestre, somando aproximadamente R\$ 1,2 bilhão nos primeiros 9 meses do ano, valor superior a soma do EBITDA ajustado registrado nos últimos três anos.**

Como evento subsequente, vale destacar que divulgamos em outubro nosso primeiro relatório de sustentabilidade. Por meio dele, reforçamos nosso compromisso de seguir um plano de negócios pautado

**nas melhores práticas de governança e respeito ao meio ambiente.** Nossas atividades de revitalização estão intrinsecamente relacionadas ao desenvolvimento das comunidades ao nosso entorno, promovendo educação, cultura e dinamismo às economias locais em diferentes bacias sedimentares brasileiras, que vinham sofrendo com um gradativo declínio de investimentos nas últimas décadas.

**Por fim, destacamos que o forte resultado do terceiro trimestre de 2023 é reflexo de um intenso trabalho de um time engajado e alinhado com o futuro da Companhia e marca apenas o início da nossa trajetória.** Hoje, a partir das lições aprendidas ao longo dos últimos anos e com equipes qualificadas totalmente estruturadas, somos capazes de reduzir o tempo de otimização e revitalização em cada novo ativo que assumimos. Ainda temos inúmeras oportunidades em todo nosso portfólio que serão desenvolvidas nos próximos trimestres e suportarão a geração de valor para acionistas e *stakeholders* da 3R. **Redesenvolver, Repensar e Revitalizar, de forma segura, independente e sustentável. Somos 3R.**

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

A Companhia destaca a publicação do seu primeiro Relatório de Sustentabilidade com base na *Global Reporting Initiative – GRI*, utilizando seus padrões universais, setorial de óleo de gás e temáticos. O Relatório engloba aspectos ambientais, sociais e de governança (“ESG”), além de indicadores relativos aos principais temas materiais identificados para o plano de negócios. Esse é um marco relevante na evolução da Jornada da Sustentabilidade da Companhia, na medida em que amplia a transparência sobre os projetos, iniciativas e resultados alcançados, bem como cria oportunidade de autoavaliação para um ciclo sustentável de geração de valor para toda sociedade.

Prezando pelo compromisso de ampla transparência à Agenda ESG, a Companhia apresenta os principais destaques do 3º trimestre de 2023:

### Ambiental

- Participação em ação de conservação do ecossistema de manguezais na Bahia. A iniciativa decorre do Programa de Educação Ambiental (PEA), sobre limpeza das águas, que a partir de uma demanda da comunidade, promoveu uma oficina de capacitação para voluntários na temática de resíduos sólidos e resultou em um mutirão de limpeza dos mangues com coleta dos resíduos. A atividade reforçou o compromisso dos voluntários em promover novas ações de limpeza, fomentando a importância do cuidado com o manguezal.



- Participação no Projeto Horta Escolar realizado na Bahia. Iniciado em fevereiro de 2023, o Projeto teve como escopo a montagem de uma horta comunitária, desenvolvendo o conhecimento dos participantes no que concerne à implantação e manutenção, e fomentando a prática da alimentação saudável. O Projeto Horta Escolar integra as iniciativas de educação ambiental do Programa de Relacionamento Comunitário da Companhia, o INT3RAGIR.



- Participação em iniciativa ambiental de conscientização e proteção às abelhas, além de programa de capacitação de apicultores no Rio grande do Norte. Em parceria com a UFERSA, foram promovidas palestras sobre os tipos de abelhas encontradas no Brasil e formas de preservar ou salvar os enxames existentes nos campos. O programa de capacitação de apicultores teve por objetivo incentivar a prática de preservação das abelhas e promover o seu manuseio sustentável.



- Realização de Auditoria Ambiental Bianual Independente no Polo Peroá, com o objetivo de avaliar os controles ambientais do sistema de produção e escoamento de gás natural dos campos de Peroá e Congoá.

### Social

- Ação de relacionamento comunitário no Rio Grande do Norte: (i) em parceria com a Secretaria Municipal de Saúde, realização de atendimentos odontológicos e palestra sobre saúde bucal, (ii) Visita de alunos de engenharia mecânica da UFERSA às instalações operacionais do Polo Macau, sendo uma oportunidade de aula prática com ênfase em segurança operacional.



- Em parceria com a Junior Achievement Bahia: (i) participação no Circuito das Profissões, cujo objetivo é inspirar jovens que estão próximos a etapa de entrada no ensino superior e escolher suas profissões através de suas especialidades, conhecimentos e *insights*, e (ii) participação no projeto Trilha de Aprendizagem, cujo objetivo é atuar na educação de jovens da rede municipal e implementar uma jornada de aprendizagem em tecnologia e empreendedorismo, com foco em sustentabilidade.

- Lançamento do programa de trainee de construção de poços, que desenvolverá engenheiros(as) para a carreira em Óleo & Gás, especificamente em atividades de Construção de Poços. A iniciativa inclui um programa desenhado especialmente para atender a demanda da Companhia, contemplando treinamentos teóricos, mentoria, atividades práticas, apresentação de trabalhos e avaliações.

- Patrocínio da Corrida da Liberdade Mossoró, no Rio Grande do Norte, e do Circuito das Estações – Etapa Inverno, no Rio de Janeiro. As ações fazem parte do VIV3R, programa que incentiva práticas saudáveis e de bem-estar.



## Governança



- Pelo segundo ano consecutivo, recebimento do Selo Empresa Limpa, do Instituto Ethos, através da Adesão ao Pacto Empresarial Contra Corrupção e pela Integridade. A iniciativa é fruto da parceria do Instituto Ethos com a Controladoria Geral da União (CGU), e busca levar o reconhecimento público para as empresas que se mostram, voluntariamente, comprometidas com a agenda de integridade, especificamente na implementação de medidas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de corrupção e fraude.

- Publicação do primeiro Relatório de Sustentabilidade da Companhia, no qual descreve a evolução das atividades ao longo do último ano e apresenta as conquistas e expectativas futuras para seus negócios, pautado pela agenda ambiental, social e de governança corporativa – ESG.



- Lançamento da versão Pocket do Código de Ética e Conduta da Companhia, com o objetivo de facilitar e incentivar o conhecimento de todos às principais diretrizes de ética e integridade.

## Portfólio 3R

O portfólio da Companhia é composto por 9 ativos, localizados em quatro bacias sedimentares distintas:

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



A formação de clusters de ativos e a exposição à produção de óleo e de gás natural são vantagens competitivas do diversificado portfólio da Companhia. Este perfil permite uma importante integração de ativos, com significativa captura de sinergias operacionais (por meio da otimização de equipes e da cadeia de suprimento e serviços), 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 óleo pesado 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.

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

Na figura abaixo<sup>234</sup> é possível observar o fluxo de aquisição e construção de Portfólio da 3R, com datas de assinatura e de conclusão das transações. De forma consolidada, a Companhia investiu aproximadamente US\$ 2,2 bilhões na aquisição de ativos, sendo esses suportados por meio de um balanço estruturado de injeções de *equity* e contratações de instrumentos de dívida.



<sup>2</sup> Considerando o valor pago por Macau (US\$ 191 milhões) e por Sanhaçu (US\$ 6 milhões)

<sup>3</sup> Ativo operado pela Petrobras, WI 65% em fase de transição (valor de aquisição US\$ 1,5 milhões)

<sup>4</sup> WI 35% consolidada no portfólio pela incorporação da OP Energia

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

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

Adicionalmente ao portfólio de ativos de produção, a Companhia dispõe de estruturas de *mid & downstream*, localizadas no Rio Grande do Norte, que foram assumidas pela 3R em 08 de junho de 2023, as quais se destacam: (i) a Refinaria Clara Camarão, com capacidade nominal instalada de processamento para aproximadamente 40 mil barris de óleo por dia, (ii) o Terminal Aquaviário de Guamaré (terminal privado alfandegado), com alta capacidade de tancagem e com monoboias, o que permite exportação, importação e fluxos comerciais domésticos por meio de cabotagem de correntes de petróleo cru e produtos derivados, e (iii) as Unidades de Processamento de Gás Natural de Guamaré, com capacidade instalada conjunta para processamento de aproximadamente 5,7 milhões de m<sup>3</sup> por dia (capacidade efetiva atual de 1,2 milhões m<sup>3</sup> por dia) e conexão à malha de gás da região nordeste e sudeste do país.

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



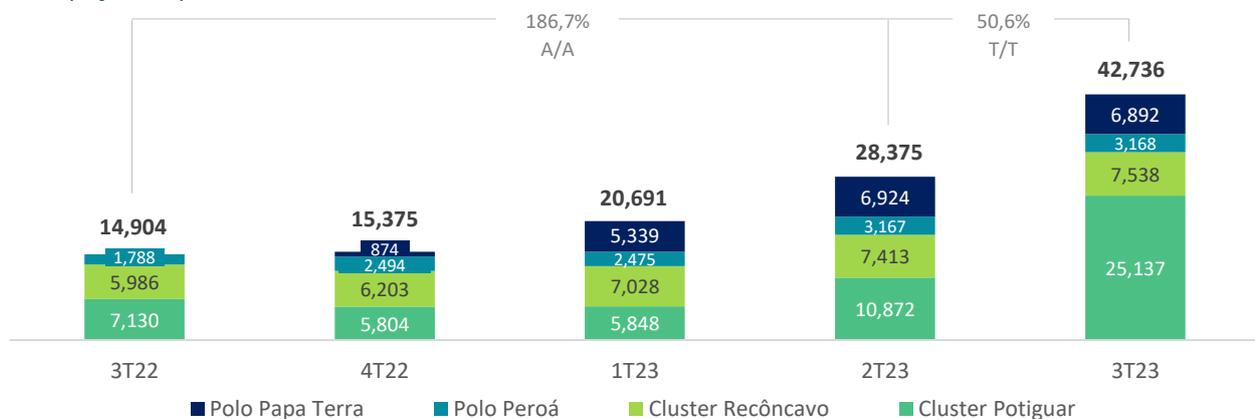
## Desempenho Operacional

### Upstream

O terceiro trimestre de 2023 registrou mais um recorde operacional da Companhia, marcando o décimo primeiro trimestre consecutivo de aumento de produção em relação ao trimestre imediatamente anterior. **A produção média atingiu 42.736 barris de óleo equivalente por dia (boe/d) no 3T23, expressivo incremento de 186,7% em termos anuais (A/A) e de 50,6% em relação ao trimestre anterior (T/T).** Importante destacar que a média calculada contempla: (i) a participação da 3R em cada um dos ativos nove ativos em seu portfólio<sup>5</sup>, e (ii) desconsidera o volume de gás produzido, mas não comercializado, nos Polos Areia Branca, Fazenda Belém e Papa Terra.

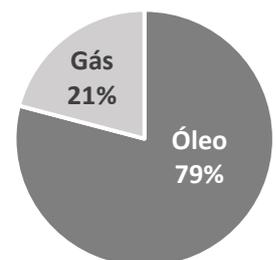
#### Produção Total por Cluster

Participação 3R | boe/d



No 3T23, a produção média diária de óleo alcançou 33.813 barris (bbl/d), aumento de 279,0% A/A e 70,2% T/T, representando 79,1% da produção média trimestral. A Companhia tem a expectativa de que a proporção de óleo na produção total siga incrementando, de forma gradual, nos próximos trimestres. O desempenho da produção de óleo no trimestre é explicado: (i) pelo primeiro trimestre integral de operação do Polo Potiguar consolidado ao portfólio, (ii) pela expressiva evolução operacional registrada nos demais ativos do Cluster Potiguar, com destaque para a performance do Polo Macau, +21,1% T/T, e (iii) pelo importante aumento de produção registrado no Polo Rio Ventura, +31,7% T/T, suportado por bem-sucedidas intervenções em poços realizadas com sonda.

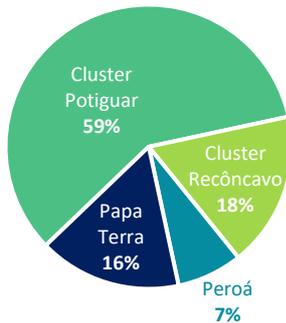
#### Perfil da Produção (3T23 - boe/d)



A produção média diária de gás atingiu patamar de 8.923 boe (1.419 mil m<sup>3</sup>) no 3T23, crescimento de 49,2% A/A e 4,9% T/T, o que corresponde a 20,9% da produção média do período. Esse desempenho é suportado, principalmente, pelo importante crescimento da produção de gás no Polo Macau, +65,6% T/T, parcialmente compensado por um menor volume registrado no Cluster Recôncavo. Cabe mencionar que do volume de gás produzido no Cluster Recôncavo, aproximadamente 36% são consumidos na operação e/ou reinjetado no reservatório.

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

### Produção por Cluster (3T23 - boe/d)



Em uma análise geográfica, por bacia sedimentar, o Cluster Potiguar, composto pelos Polos Potiguar, Macau, Areia Branca, Fazenda Belém e 35% do Polo Pescada, representou 58,8% da produção média do trimestre, enquanto o Cluster Recôncavo, composto pelos Polos Rio Ventura e Recôncavo, respondeu por 17,6%. A parcela complementar de 23,5% reflete a participação da 3R Offshore, representado pelos Polos Peroá, 7,4%, e Papa Terra, 16,1%.

A tabela abaixo consolida os dados operacionais dos ativos sob a 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.

Dados de Produção	3T22	4T22	1T23	2T23	JUL 23	AGO 23	SET 23	3T23
Óleo (bbl/dia)	9.101	9.596	18.381	26.157	41.573	35.661	42.881	40.038
Gás (boe/dia)	7.082	7.685	8.074	9.616	10.298	9.583	9.765	9.882
Gás (m³/dia)	1.125.872	1.221.833	1.283.634	1.528.805	1.637.211	1.523.592	1.552.471	1.571.091
<b>Total (boe/dia)</b>	<b>16.183</b>	<b>17.281</b>	<b>26.455</b>	<b>35.773</b>	<b>51.871</b>	<b>45.244</b>	<b>52.645</b>	<b>49.920</b>
<b>Produção referente à 3R (boe/dia)</b>	<b>14.904</b>	<b>15.375</b>	<b>20.691</b>	<b>28.375</b>	<b>43.861</b>	<b>39.944</b>	<b>44.402</b>	<b>42.736</b>

CLUSTER POTIGUAR	3T22	4T22	1T23	2T23	JUL 23	AGO 23	SET 23	3T23
Óleo (bbl/dia)	6.136	4.953	5.073	9.946	23.793	23.055	23.983	23.610
Gás (boe/dia)	1.744	1.546	1.391	1.655	1.958	2.007	2.246	2.071
<b>Total (boe/dia)</b>	<b>7.879</b>	<b>6.499</b>	<b>6.464</b>	<b>11.600</b>	<b>25.751</b>	<b>25.062</b>	<b>26.230</b>	<b>25.681</b>
<b>Produção referente à 3R (boe/dia)</b>	<b>7.130</b>	<b>5.804</b>	<b>5.848</b>	<b>10.872</b>	<b>25.238</b>	<b>24.528</b>	<b>25.645</b>	<b>25.137</b>

CLUSTER RECÔNCAVO	3T22	4T22	1T23	2T23	JUL 23	AGO 23	SET 23	3T23
Óleo (bbl/dia)	2.861	2.889	3.133	3.022	2.965	3.454	3.462	3.294
Gás (boe/dia)	3.125	3.314	3.895	4.390	4.360	4.117	4.255	4.244
<b>Total (boe/dia)</b>	<b>5.986</b>	<b>6.203</b>	<b>7.028</b>	<b>7.413</b>	<b>7.325</b>	<b>7.572</b>	<b>7.717</b>	<b>7.538</b>

3R OFFSHORE	3T22	4T22	1T23	2T23	JUL 23	AGO 23	SET 23	3T23
Óleo (bbl/dia)	105	1.753	10.175	13.189	14.816	9.151	15.435	13.134
Gás (boe/dia)	2.213	2.826	2.787	3.571	3.979	3.459	3.263	3.567
<b>Total 3R Offshore (boe/dia)</b>	<b>2.318</b>	<b>4.579</b>	<b>12.962</b>	<b>16.759</b>	<b>18.795</b>	<b>12.610</b>	<b>18.699</b>	<b>16.701</b>
<b>Produção referente à 3R (boe/dia)</b>	<b>1.788</b>	<b>3.368</b>	<b>7.814</b>	<b>10.091</b>	<b>11.299</b>	<b>7.844</b>	<b>11.039</b>	<b>10.061</b>

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

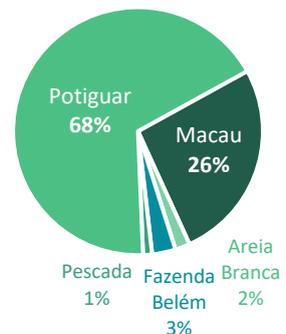
\* No 3T23, aproximadamente 36% do gás produzido no Cluster Recôncavo foi consumido na operação e/ou reinjetado nos reservatórios.

## Cluster Potiguar

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

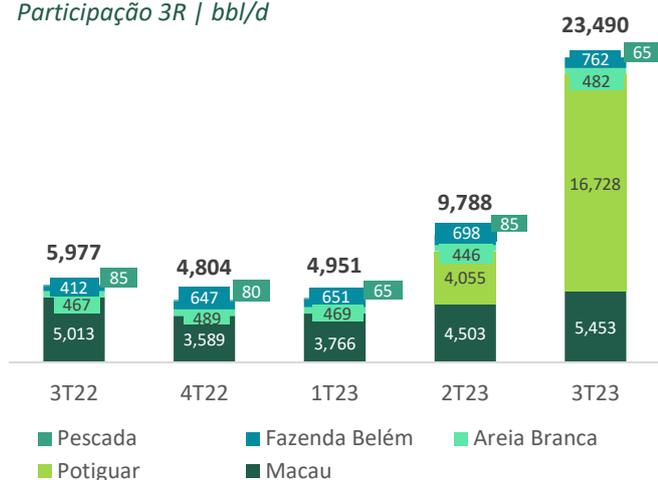
**No 3T23, o Cluster Potiguar registrou 25.137 boe/d, crescimento de 252,5% A/A e 131,2% T/T. A produção média de óleo atingiu 23.490 bbl/d, aumento de 293,0% A/A e 140,0% T/T, e representou 93,4% da produção do Cluster no trimestre. A produção média diária de gás foi de 1.647 boe (262 mil m³), crescimento de 42,9% A/A e 52,0% T/T. A produção total no trimestre foi de 2.161,1 mil barris de óleo e 24.090 mil m³ de gás, totalizando 2.312,6 mil barris de óleo equivalente.**

### Produção do Cluster (3T23 - boe/d)



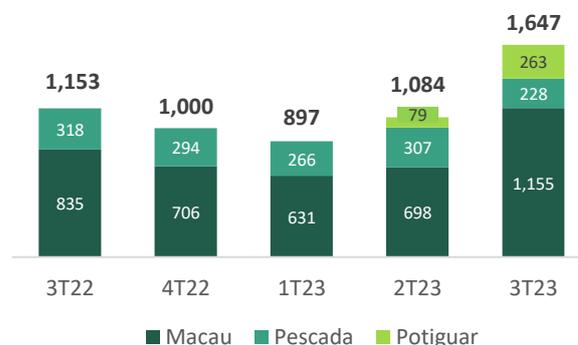
## Produção de Óleo

Participação 3R | bbl/d



## Produção de Gás<sup>1</sup>

Participação 3R | boe/d



<sup>1</sup> Não considera a produção de gás natural dos Polos Areia Branca e Fazenda Belém, uma vez que todo volume produzido é consumido e/ou reinjetado nos reservatórios. Em relação ao Polo Potiguar, o resultado do 2T23 refere-se apenas aos 23 dias de operação pela 3R em junho.

O desempenho operacional do Cluster Potiguar no 3T23 é resultado, principalmente: (i) do primeiro trimestre integral de produção do Polo Potiguar no portfólio e (ii) do aumento da eficiência operacional, com contribuição positiva de todos os ativos geridos pela 3R, parcialmente compensado (iii) por atividades de manutenção e recuperação de integridade em instalações operacionais, e (iv) por efeitos de interrupção temporária no abastecimento elétrico, incluindo principalmente o blecaute nacional ocorrido em agosto.

Em relação ao Polo Macau, o ativo acelerou sua performance operacional, registrando aumento de 27,1% boe/d T/T. O resultado é justificado, principalmente: (a) por projetos estruturais na superfície dos campos que possibilitam melhor fluxo de escoamento e vazão da produção, (b) pela conexão de poços reativados e perfurados à malha de produção, (c) pelos bem-sucedidos resultados em intervenções em poços, como *workovers* e *pulling*, parcialmente compensado (d) por intervenções em instalações de produção, que ainda geram alguma volatilidade na dinâmica operacional do ativo.

No que se refere ao Polo Potiguar, a positiva performance registrada no trimestre é reflexo de atividades com sonda, principalmente reativação de poços, *workover* e *pulling*, além de otimizações na gestão da produção, com ganho de eficiência operacional. Paralelamente, a Companhia realiza atividades de manutenção e recuperação de integridade no ativo, especialmente no Ativo Industrial de Guimarães (AIG), onde estão localizadas as estações de tratamento da produção e o parque de tancagem do ativo.

A Companhia iniciou um amplo plano de recuperação da integridade das instalações de tancagem, transferidas pelo antigo operador com diversos tanques fora de operação, assim como o reestabelecimento da capacidade nominal instalada das estações de tratamento da produção. A evolução dos projetos de integridade ampliará substancialmente a flexibilidade operacional no AIG, a medida que permite implementar alternativas estratégicas de manejo e comercialização da produção.

As atividades realizadas no Cluster Potiguar, ao longo do trimestre, foram suportadas por dez sondas de *workover*, duas sondas de *pulling* e duas sondas de perfuração. Dentre as principais atividades realizadas no 3T23, destaque para: (i) 94 *workovers*, (ii) 37 *pullings*, (iii) 80 reativações e (iv) 18 perfurações de poços.

A campanha de perfuração nos Polos Macau e Areia Branca apresenta resultados bastante alinhados ao planejamento e orçamento da Companhia. A curva de aprendizado da operação de Macau tem servido como base para reduzir o tempo na execução dos planos de desenvolvimento dos outros ativos, com melhora nos indicadores de desempenho em cada uma das etapas de perfuração, conclusão e conexão à malha de

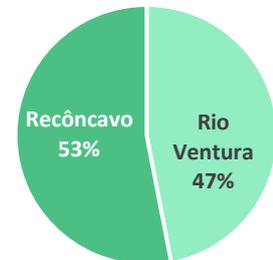
produção, além de uma melhor integração de atividades realizadas de forma concomitantes. Em 2023, foram perfurados 26 poços considerando as campanhas de perfuração de Macau e Areia Branca.

## Cluster Recôncavo

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

No 3T23, o Cluster Recôncavo registrou 7.538 boe/d, aumento de 25,9% A/A e 1,7% T/T. A produção média de óleo atingiu 3.294 bbl/d, +15,1% A/A e 9,0% T/T, e representou 43,7% da produção do Cluster no 3T23. A produção média diária de gás foi de 4.244 boe (675 mil m<sup>3</sup>), +35,8% A/A e -3,3% T/T. A produção total no trimestre foi de 303,0 mil barris de óleo e 62.085 mil m<sup>3</sup> de gás, totalizando 693,5 mil barris de óleo equivalente.

Produção do Cluster  
(3T23 - boe/d)



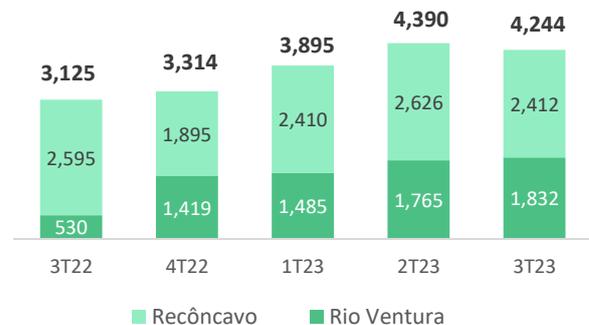
### Produção de Óleo

Participação 3R | bbl/d



### Produção de Gás

Participação 3R | boe/d



No 3T23, a evolução operacional registrada no Cluster Recôncavo é explicada, principalmente: (i) pela aceleração da produção de óleo, suportado por bem-sucedidas intervenções com sonda, principalmente reativação de poços, *workover* e *pulling* realizados nos ativos durante o trimestre, e (ii) por otimizações na gestão de produção, aferindo maior eficiência operacional, parcialmente compensado (iii) por atividades de integridade em instalações operacionais, (iv) por restrições operacionais temporárias na UPGN de Catu, limitando o volume de envio de gás e (v) pelo menor registro de demanda de gás natural no mercado brasileiro durante os meses de agosto e setembro de 2023.

As atividades realizadas no Cluster Recôncavo, ao longo do trimestre, foram suportadas por seis sondas de *workover* e uma sonda de *pulling*. Dentre as principais atividades realizadas, destaque para: (i) 25 *workovers*, (ii) 24 *pulling*, e (iii) 4 reativações de poços.

Adicionalmente, cabe destacar que a Companhia está se preparando para o início da campanha de perfuração do Cluster Recôncavo, que deve ser iniciada no final do quarto trimestre de 2023. As duas sondas contratadas para a campanha já estão na região e encontram-se em fase desembaraço aduaneiro, inspeção e montagem.

Por fim, a Companhia ressalta que do volume total de gás natural produzido no Polo Recôncavo, 2.412 boe/d (383 mil m<sup>3</sup>/d), no 3T23, aproximadamente 64% foi reinjetado nos reservatórios ou utilizado em métodos de elevação.

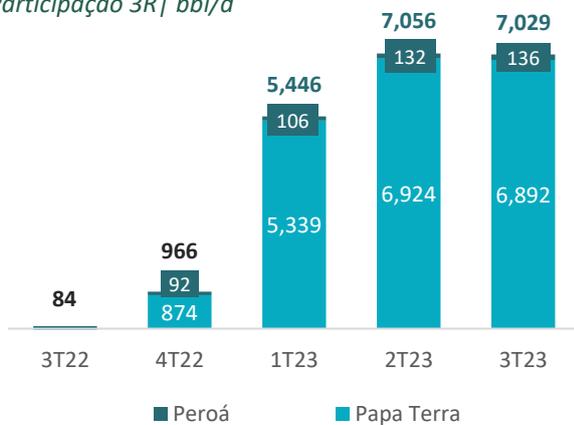
## 3R Offshore

A 3R Offshore é formada pelos Polos Peroá e Papa Terra. Os ativos são detidos pela subsidiária, cujo enfoque está nas atividades *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 subsidiária, refletindo em uma participação líquida de 85% no Polo Peroá e 53,13% no Polo Papa Terra.

No terceiro trimestre de 2023, considerando a participação da Companhia, a 3R Offshore registrou produção de 10.061 boe/d, -0,3% T/T. A produção média de óleo atingiu 7.029 bbl/d, -0,4% T/T, e representou 69,9% da produção do Cluster no 3T23. A produção média diária de gás foi de 3.032<sup>6</sup> boe (482 mil m<sup>3</sup>), -0,1% T/T. A produção total no trimestre foi de 646,6 mil barris de óleo e 44.355 mil m<sup>3</sup> de gás, totalizando 925,6 mil barris de óleo equivalente.

### Produção de Óleo

Participação 3R | bbl/d



### Produção de Gás

Participação 3R | boe/d - Polo Peroá



O desempenho operacional da 3R Offshore é justificado, principalmente: (i) pela maior estabilidade da produção do Polo Papa Terra, ainda que impactada por manutenções preventivas e corretivas realizadas em instalações do ativo durante o mês de agosto, e (ii) por efeito de uma demanda reduzida no mercado de gás natural brasileiro durante o trimestre, principalmente nos meses de agosto e setembro de 2023, que afetou a comercialização do gás natural produzido em Peroá no período.

Em relação ao Polo Peroá, a Companhia mantém um constante e diligente monitoramento de alternativas de comercialização do gás natural do ativo, de forma a destravar um maior volume de produção. No âmbito operacional, atividades de manutenção preventiva e automação encontram-se em curso, de forma a manter a confiabilidade dos sistemas de produção e eficiência operacional do ativo, que conta com uma operação enxuta e de baixa complexidade.

No que se refere ao Polo Papa Terra, a Companhia realizou diversas atividades de manutenção preventiva e corretiva durante o 3T23, com destaque para: (i) troca e recuperação de peças e partes dos geradores de energia e da caldeira, (ii) correções em sistemas de automação das plataformas, (iii) troca de seções do mangote flexível utilizado em operações de *offloading*, e (iv) processo de certificação de tanques anteriormente não operacionais.

No trimestre, a 3R Offshore realizou operações de *offloading* (transferência de óleo estocado para navios aliviadores) no Polo Papa Terra que somaram 994 mil barris de óleo, volume esse integralmente faturado pela subsidiária.

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

A Companhia destaca o início da campanha de *workover* no Polo Papa Terra em novembro de 2023, realizado através da sonda de posicionamento dinâmico Alpha Star, mobilizada pela empresa Constellation. Estão estimadas intervenções em poços de completação molhada, atualmente fora de operação, conectados à 3R-3 (FPSO), além de intervenções em poços operacionais.

Dando seguimento à campanha de recuperação de integridade das instalações do ativo, está em curso um amplo cronograma de manutenção e recuperação de equipamentos e sistemas operacionais, de forma a reparar os sistemas essenciais e suas redundâncias, bem como aumentar a segurança e confiabilidade operacional das instalações de produção.

A efetividade do projeto começa a se traduzir em maior resiliência operacional, na medida em que o impacto das intervenções mais recentes tem sido menor do que os registrados em períodos anteriores. Essa evidência reflete a curva de aprendizado da Companhia na gestão do ativo, bem como demonstra a positiva resposta das manutenções preventivas e corretivas já realizadas. **Nos 12 meses que antecederam ao *closing* do ativo, a eficiência operacional do antigo operador foi na ordem de 22%, enquanto nos dez primeiros meses de operação sob gestão 3R, esse indicador registrou 63% de eficiência.**

Ainda que tenha havido um ganho de eficiência até o encerramento do 3T23, a Companhia possui intervenções planejadas para o quarto trimestre do ano que podem elevar a eficiência operacional para um intervalo entre 70 e 80%. Após a parada de manutenção programada para o primeiro semestre de 2024, a Companhia espera superar os 80% de eficiência operacional no Polo Papa Terra, com objetivo final de operar o ativo de forma regular com eficiência acima de 90%.

### **Midstream & Downstream**

Após assumir a operação do segmento de *mid & downstream*, em junho de 2023, a Companhia iniciou um amplo processo de avaliação das instalações, visando garantir o maior nível de integridade das estruturas, bem como otimizações operacionais que viabilizem: (i) maior confiabilidade da infraestrutura disponível, (ii) melhor mix de produtos; (iii) ampliação dos canais de venda; e (iv) ampla flexibilidade comercial e operacional.

Dentre as diversas adequações já realizadas no 3T23, destaque para: (a) ajustes nos tanques e unidade de tratamento cáustico, viabilizando a incorporação da nafta produzida na Refinaria Clara Camarão ao processo de produção da gasolina, (b) mudanças técnicas nas unidades de refino, que melhoram a especificação do diesel marítimo (MGO) e ampliam o volume disponível para o abastecimento dos mercados doméstico e internacional, e (iii) otimizações nas ilhas de carregamento rodoviário, ampliando os canais de venda de querosene de aviação e diesel.

Adicionalmente, a Companhia implementou um importante projeto de recuperação da integridade do parque de tancagem, localizado no Ativo Industrial de Guamaré (AIG), sobretudo nos tanques que compõem o Terminal Aquaviário de Guamaré. Os trabalhos envolvem inspeção, revitalização e certificação de tanques que foram entregues pelo antigo operador fora de condições operacionais. À medida em que se amplia a disponibilidade do parque de tancagem, a Companhia ganha flexibilidade operacional, ao viabilizar uma maior capacidade de volume para formação de lotes mais competitivos de petróleo cru e outros produtos derivados, ampliando as opções de comercialização e melhor monetização da produção.

Em setembro de 2023, a Companhia iniciou a parada para manutenção programada das unidades de refino, com o propósito de recuperar a capacidade nominal instalada (aproximadamente 40 mil barris diários de processamento) e a revisão dos principais equipamentos e sistemas operacionais que envolvem as atividades de refino. Durante esse período, programado para se estender até o final do 4T23, a produção de petróleo

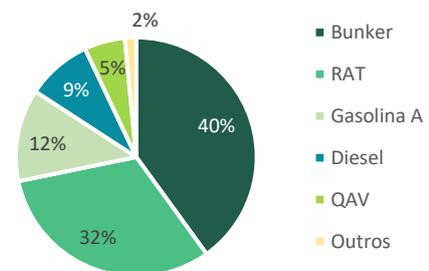
será comercializada diretamente através do terminal e o abastecimento do mercado local se dará através da importação ou abastecimento por cabotagem de derivados.

Após a parada programada das unidades de refino, no 3T23, a Companhia passou a prestar serviços e compartilhar sua infraestrutura de *midstream* aos produtores privados presentes na região, que tem no terminal privado da Companhia como a melhor alternativa para comercialização de sua produção. Desta forma, a 3R inaugurou uma nova linha de receitas de prestação de serviços atrelados à estocagem, manuseio, tratamento e compartilhamento da infraestrutura do Ativo Industrial de Guimarães, agregando valor ao segmento de *mid & downstream* da Companhia.

Em termos operacionais, o 3T23 marca o início da gestão estratégica da Companhia sobre as atividades de *mid & downstream*. Ainda que o *upstream* seja o *core business*, a completa integração entre segmentos na Bacia Potiguar é um importante gerador de valor a ser capturado, ao passo que adiciona flexibilidade operacional e gera oportunidades comerciais ao segmento de *upstream*, em paralelo a monetização adicional de produtos derivados (*downstream*), ao desenvolvimento de atividades de *trading (midstream)* e prestação de serviços correlatos à cadeia de óleo e gás.

**No 3T23, a Companhia realizou a venda de 3.697 mil barris de produtos derivados**, cujo mix está demonstrado no gráfico ao lado, com destaque para:

**Produtos Vendidos  
3T23**



- (i) Importante participação do bunker (VLSO) no mix de produtos, sendo a venda realizada através de exportação, enquanto o mercado nacional se desenvolve;
- (ii) O RAT, resíduo atmosférico, tem importante participação no *output* da refinaria, sendo produto do processo de destilação atmosférica do petróleo que pode ser vendido diretamente ou na forma de bunker, após *blend*;
- (iii) As vendas de gasolina e diesel representaram, conjuntamente, mais de 20% das vendas de derivados, e são suportados pelas atividades do Terminal, importação de derivados para *blend* na refinaria e/ou compra direta de produto final para revenda (*trading*).

## Comercialização

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

Faturamento	Cluster Potiguar	Cluster Recôncavo	Peroá 100%	Papa Terra 62,5%	3T23
Óleo (mil bbl)	2.164	297	14	991	3.466
Gás (milhões m³)	24,0	37,7	45,7	-	107,4
Total (mil boe)	2.314	534	302	991	4.142
Preço médio da venda de óleo (US\$/bbl)	82,8	83,7	61,4	75,3	80,7
Preço médio da venda de gás (US\$/MMbtu)	1,3	8,1	11,0	-	7,8

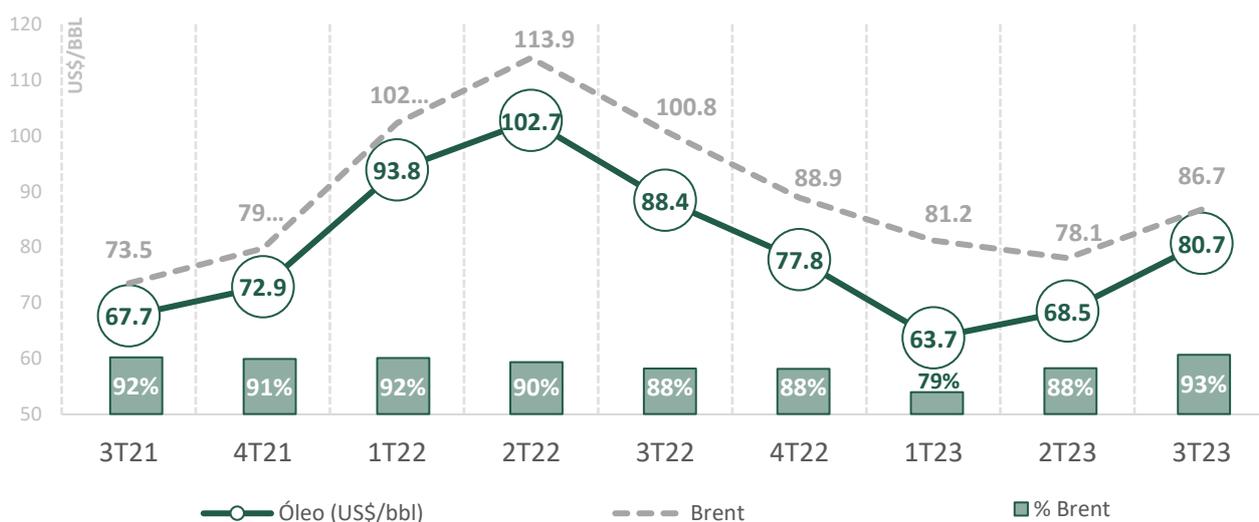
No 3T23, a Companhia realizou a venda de 3.466 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 80,7/bbl, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos. Em relação ao gás natural, a Companhia vendeu 4,0 milhões de MMBTU, a um preço médio de US\$ 7,8/MMBTU<sup>7</sup>. No total, a venda de óleo e gás natural somou 4.142 mil barris de óleo equivalente.

Considerando somente a venda de gás a terceiros, o preço médio no 3T23 foi de US\$ 9,8/MMBTU, referente a venda de 3,1 milhões de MMBTU.

Os gráficos abaixo apresentam a evolução das condições comerciais praticadas pela Companhia na venda do 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.

A 3R iniciou o 3T23 com otimização em todos os contratos de venda de óleo e gás, com mudanças relevantes na Bahia, no Espírito Santo e em Papa Terra, alcançando o melhor resultado comercial da Companhia para venda de óleo, com uma média de preço de 93% em relação ao Brent médio do trimestre por barril.

### Preço Médio de Venda do Petróleo

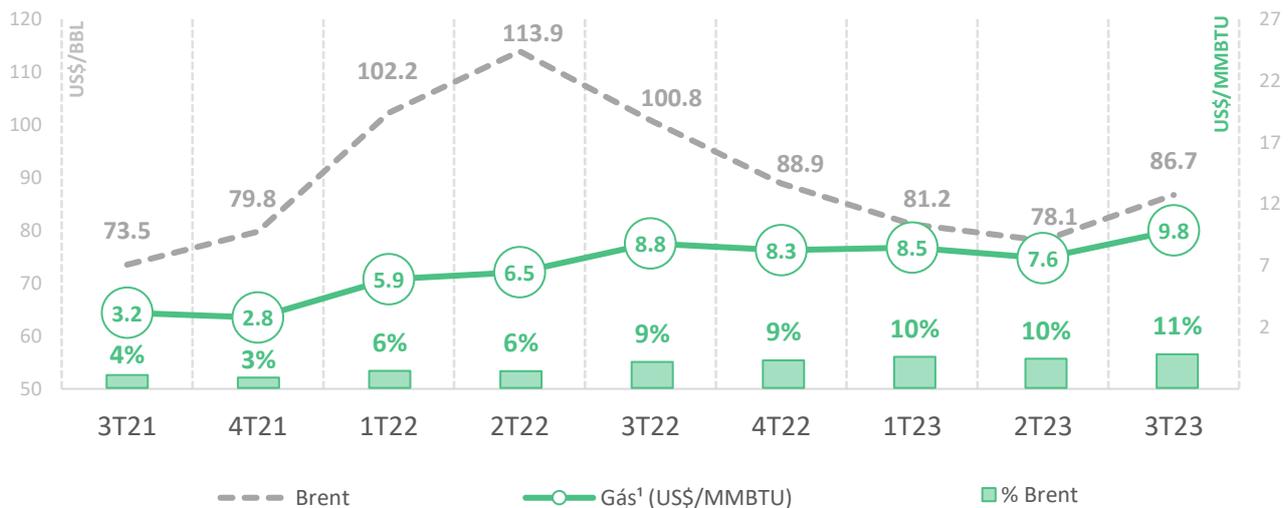


<sup>7</sup> (1) Os preços de venda de gás natural registrados nos Clusters Potiguar e Recôncavo incorporam valores internos de transferência referentes a transações *intercompany*. (2) Os preços de venda de gás natural do Cluster Recôncavo e do Polo Peroá incluem valores referentes ao escoamento, processamento e transporte do gás que são integralmente reembolsados pelo cliente.

No gráfico com histórico de comercialização de gás também é possível observar a melhoria contínua nas condições de monetização da molécula vendida pela 3R, que alcançou o seu melhor nível histórico no 3T23 atingindo 11% do valor de referência do Brent.

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

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



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

### Cluster Potiguar

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

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

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

Em relação a produção de gás dos Polos Macau, Pescada e Potiguar, essa é enviada para tratamento nas Unidades de Processamento de Gás Natural instaladas no Ativo Industrial de Guimarães, pertencente à Companhia. Parte relevante do volume de gás é consumido internamente, seja para geração de vapor, utilizada em reservatórios de óleo pesado, seja para o consumo no processo produtivo da refinaria.

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

**No 3T23, o preço médio de venda do petróleo do Cluster Potiguar foi de US\$ 82,8 por barril, enquanto a molécula de gás aferiu preço médio de US\$ 1,3 por MMBTU.** Vale ressaltar que o volume de gás vendido em transações *intercompany* toma como referência um preço de transferência interno para a molécula. **Considerando somente a venda da molécula de gás para terceiros, o preço médio no 3T23 foi de US\$ 8,2 por MMBTU.**

## Cluster Recôncavo

Os ativos do Cluster Recôncavo, Polos Rio Ventura e Recôncavo, vendem petróleo para refinarias privadas, localizadas no Estado da Bahia, com entrega através de oleodutos e/ou transporte rodoviário, por carretas. Adicionalmente, a Companhia também possui contrato de venda de petróleo para a Petrobras, com entrega através de oleodutos.

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

Adicionalmente, a Companhia vende gás no mercado livre, baseado na estratégia de monetizar um maior volume de produção, bem como viabilizar o escoamento de volumes que eventualmente não tenham capacidade de ser tratados na UPGC. Um volume pequeno ainda é vendido em transações *intercompany*, especialmente voltados ao consumo de gás em operações de produção de óleo do portfólio.

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

**No 3T23, o preço médio de venda do petróleo do Cluster Recôncavo foi de US\$ 83,7 por barril, enquanto a molécula de gás vendida aferiu US\$ 8,1 por MMBTU.** O preço de venda do gás incorpora os custos de processamento e transporte reembolsados pelo comprador.

Vale ressaltar que o volume de gás vendido em transações *intercompany* toma como referência um preço de transferência interno para a molécula. **Considerando somente a venda da molécula de gás para terceiros, o preço médio no 3T23 foi de US\$ 8,5 por MMBTU.**

## Polo Peroá

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

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

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

**No 3T23, o preço médio de venda do petróleo produzido no ativo foi de US\$ 61,4 por barril, enquanto a molécula de gás registrou preço médio de US\$ 11,0 por MMBTU.** O preço de venda do gás incorpora os custos de escoamento, processamento e transporte reembolsados pelo comprador.

## Polo Papa Terra

O Polo Papa Terra tem sua produção de petróleo vendida diretamente na plataforma 3R-3 (FPSO), que escoar os volumes negociados através de navios aliviadores, cuja logística é de integral responsabilidade do comprador (modalidade *incoterm free on board* – FOB). Atualmente, a Petrobras é a compradora do óleo produzido no Polo Papa Terra, sendo as condições de venda negociadas em lotes periódicos, levando em consideração as condições de mercado e de flexibilidade operacional da Companhia.

**No 3T23, o preço médio de venda do petróleo produzido no ativo e vendido pela subsidiária 3R Offshore foi de US\$ 75,3 por barril.**

Cabe destacar que, a medida em que a Companhia adiciona flexibilidade operacional no ativo, com o aumento da capacidade de tancagem da plataforma 3R-3 e maior disponibilidade operacional dos sistemas de produção, novas oportunidades de monetização podem ser acessadas, como a venda de cargas maiores, otimizações logísticas, bem como o atendimento a outros potenciais compradores, incluindo no mercado internacional.

## Midstream & Downstream

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

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

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

A refinaria é capaz de produzir e especificar (enquadrar aos padrões de venda) o querosene de aviação (QAV), o bunker (VLSFO) e o diesel marítimo (MGO). Enquanto o QAV é vendido em contratos com as distribuidoras, referenciados ao PPI (preço de paridade internacional), o bunker é comercializado através de *tender offers* e todas as cargas têm sido exportadas.

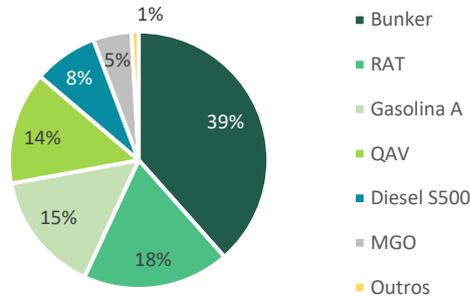
Cabe destacar que o Brasil ainda possui um limitado mercado de bunker e possui alguns *hubs* ao longo da costa em fase de desenvolvimento, suportado pelo engajamento de distribuidoras, *trading companies* e mesmo produtoras de petróleo. Esse é um mercado que a Companhia estuda em detalhes, considerando que o bunker atualmente representa aproximadamente 45% da produção da refinaria.

O MGO é vendido no mercado spot através do terminal, com precificação alinhada ao PPI, e também é utilizado no processo de *blending* (mistura) de outros derivados, como o bunker e o diesel S500. A comercialização do diesel S500 e da gasolina é realizada a partir de contratos junto as distribuidoras, com

precificação alinhada ao PPI, considerando que a especificação desses produtos depende da importação de derivados, através do terminal, para *blend* na refinaria.

O gráfico abaixo apresenta o detalhamento da composição da receita líquida de produtos derivados, R\$ 1.479,3 milhões, e a importante diversificação na base de clientes em função da comercialização dos produtos pela Companhia.

#### Receita Líquida de Derivados



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

Adicionalmente, importante destacar que a Companhia oferece o acesso à infraestrutura do terminal aquaviário para utilização por terceiros, mediante pagamento de tarifa, seja para exportação de produção bruta, seja para a importação de produtos derivados.

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

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

## Desempenho Financeiro

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

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

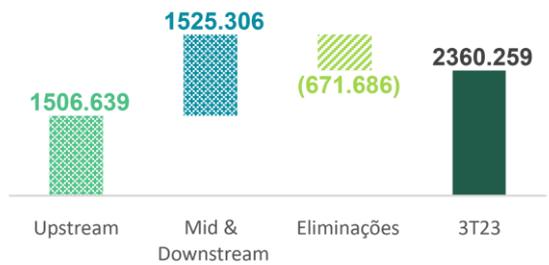
A Companhia destaca que o montante de eliminação registrado na receita líquida pode diferir do montante de eliminação aferido no custo dos produtos vendidos (CPV), justificado, principalmente, pelo fato de que parte dos insumos do segmento *mid & downstream*, comprados ou transferidos do segmento *upstream*,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

Demonstração de Resultado	Upstream	Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	3T23	3T22		2T23	
					3R	3R	Δ A/A	3R	Δ T/T
<i>Em milhares de reais</i>									
Receita Líquida	1.506.640	1.525.305	-	(671.686)	2.360.259	502.374	4,7x	836.582	2,8x
Custo do Produto Vendido	(834.159)	(1.359.985)	-	570.099	(1.624.045)	(271.736)	6,0x	(597.883)	2,7x
Royalties	(128.237)	-	-	-	(128.237)	(43.282)	3,0x	(61.890)	2,1x
<b>Lucro Bruto</b>	<b>672.481</b>	<b>165.320</b>	<b>-</b>	<b>(101.587)</b>	<b>736.214</b>	<b>230.638</b>	<b>3,2x</b>	<b>238.699</b>	<b>3,1x</b>
Despesas G&A	(68.587)	(2.716)	(53.724)	1.947	(123.080)	(91.991)	33,8%	(120.828)	1,9%
Outras receitas e despesas operacionais	(5.414)	-	(528)	-	(5.942)	(30.492)	-80,5%	(42.964)	-86,2%
<b>Lucro Operacional</b>	<b>598.480</b>	<b>162.604</b>	<b>(54.252)</b>	<b>(99.640)</b>	<b>607.192</b>	<b>108.155</b>	<b>5,6x</b>	<b>74.907</b>	<b>8,1x</b>
Resultado Financeiro Líquido	(714.862)	5.566	(9.680)	-	(718.976)	185.971	-	25.318	-
Receita Financeira	(19.006)	8.188	120.997	(29.077)	81.102	348.666	-76,7%	213.796	-62,1%
Despesa Financeira	(695.856)	(2.622)	(130.677)	29.077	(800.078)	(162.695)	391,8%	(188.478)	4,2x
<b>Resultado antes de impostos</b>	<b>(116.382)</b>	<b>168.170</b>	<b>(63.932)</b>	<b>(99.640)</b>	<b>(111.784)</b>	<b>294.126</b>	-	<b>100.225</b>	-
Imposto de renda e contribuição social	63.443	(30.518)	-	1.406	34.331	175.648	-80,5%	(20.837)	-
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(52.939)</b>	<b>137.652</b>	<b>(63.932)</b>	<b>(98.234)</b>	<b>(77.453)</b>	<b>469.774</b>	-	<b>79.388</b>	-
Imposto de renda e contribuição social	63.443	(30.518)	-	1.406	34.331	175.648	-80,5%	(20.837)	-
Resultado Financeiro Líquido	(714.862)	5.566	(9.680)	-	(718.976)	185.971	-	25.318	-
Depreciação e Amortização	(177.956)	(14.091)	-	(4.136)	(196.183)	(76.306)	2,6x	(93.522)	109,8%
Depreciação e Amortização G&A	(23.021)	21	(2.196)	-	(25.196)	(8.179)	3,1x	(15.281)	64,9%
<b>EBITDA</b>	<b>799.457</b>	<b>176.674</b>	<b>(52.056)</b>	<b>(95.504)</b>	<b>828.571</b>	<b>192.640</b>	<b>4,3x</b>	<b>183.710</b>	<b>4,5x</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>53,1%</b>	<b>11,6%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>35,1%</b>	<b>38,3%</b>	<b>-3,2 p.p.</b>	<b>22,0%</b>	<b>13,1 p.p.</b>
Ajustes não recorrentes	-	-	-	-	-	-	-	15.798	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>799.457</b>	<b>176.674</b>	<b>(52.056)</b>	<b>(95.504)</b>	<b>828.571</b>	<b>192.640</b>	<b>4,3x</b>	<b>199.509</b>	<b>4,2x</b>
<b>Margem EBITDA Ajustado</b>	<b>53,1%</b>	<b>11,6%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>35,1%</b>	<b>38,3%</b>	<b>-3,2 p.p.</b>	<b>23,8%</b>	<b>11,3 p.p.</b>

## Receita Líquida

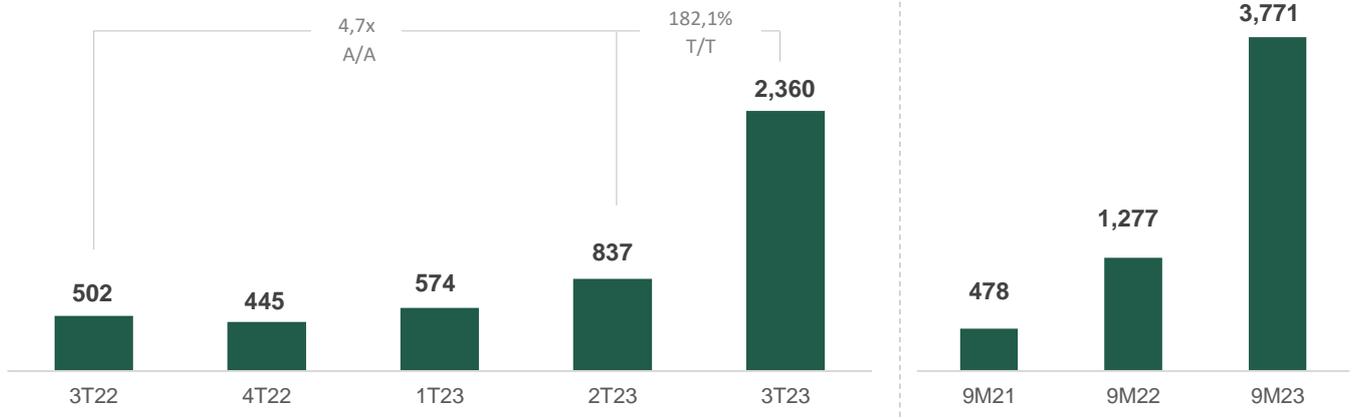
A receita líquida consolidada somou R\$ 2.360,3 milhões no terceiro trimestre, crescimento de 4,7x (369,8%) A/A e 182,1% T/T. Esse resultado reflete: (i) R\$ 1.506,6 milhões registrado no segmento de *upstream*, o qual contempla a venda de petróleo, gás natural e líquidos do processamento do gás natural para terceiros e subsidiárias do Grupo 3R, bem como o registro da receita gerencial de petróleo dos campos localizados na subsidiária 3R Potiguar (Polo Potiguar), que foram internamente transferidos para o segmento de *mid & downstream* da subsidiária, e (ii) R\$ 1.525,3 milhões referente ao segmento de *mid & downstream*, o qual abrange a venda de produtos derivados, prestação de serviço de processamento de gás, tancagem, acesso e utilização do terminal, e (iii) R\$ 671,7 milhões em eliminações, referente a transações *intercompany* de venda de óleo e gás natural, bem como a prestação de serviços.

### Composição da Receita Líquida (R\$ milhões)



Nos nove meses de 2023 (9M23), a receita líquida consolidada da Companhia acumulou R\$ 3.770,5 milhões, +195,2% A/A, sendo: (i) R\$ 2.843,7 milhões referentes ao segmento *upstream*, (ii) R\$ 1.789,8 milhões referentes ao segmento de *mid & downstream*, e (iii) R\$ 863,0 milhões em eliminações intragrupo.

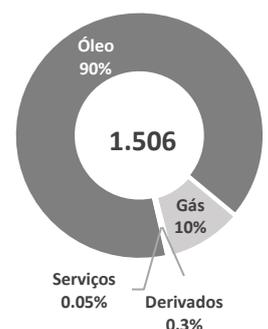
### Receita Líquida (R\$ milhões)



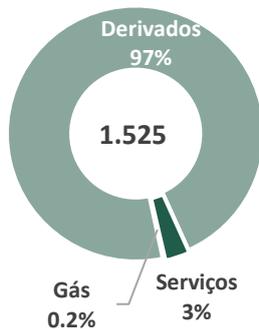
O segmento de *upstream* registrou receita líquida de R\$ 1.506,6 milhões no 3T23, alta de 199,9% A/A e 98,3% T/T, sendo: (i) R\$ 1.351,5 milhões referente a venda de óleo, (ii) R\$ 149,3 milhões referente a venda de gás natural, (iii) R\$ 5,2 milhões referente a venda de líquidos do processamento de gás e (iv) R\$ 0,7 milhões referente a prestação de serviços de tratamento de água e compressão de gás.

A performance do segmento *upstream* é justificada, principalmente: (i) pelo primeiro trimestre integral do Polo Potiguar incorporado ao portfólio da Companhia, (ii) pelo positivo desempenho operacional, com aumento orgânico de produção no trimestre, (iii) pela melhor monetização da produção, especialmente no Cluster Potiguar, a partir da verticalização das operações, e nos Polos Peroá e Papa Terra, com condições comerciais mais competitivas, (iv) por efeito do Brent médio mais apreciado, +11,1% T/T, e, parcialmente compensado (v) pelo câmbio médio (dólar americano) mais depreciado, -1,4% T/T.

### Receita Líquida *Upstream* 3T23



### Receita Líquida Mid & Downstream 3T23

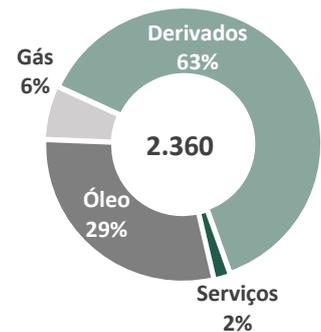


O segmento de *mid & downstream* registrou receita líquida de R\$ 1.525,3 milhões no 3T23, crescimento de 5,8x T/T, sendo: (i) R\$ 1.474,2 milhões referente a venda de produtos derivados, (ii) R\$ 47,5 milhões referente a prestação de serviços de tratamento de gás natural e óleo, tancagem e acesso logístico ao terminal aquaviário, e (iii) R\$ 3,7 milhões referente a venda de gás natural.

A performance do segmento *mid & downstream* é explicada, principalmente: (i) pelo primeiro trimestre integral de operação do segmento incorporado ao portfólio da Companhia, (ii) pela captura de melhores margens comerciais na venda de produtos derivados, (iii) pela monetização de instalações próprias (ATI e Terminal) utilizadas por terceiros, e (iv) pela prestação de serviços, especialmente de processamento de gás natural, a terceiros.

De forma consolidada, já considerando os efeitos de eliminações entre segmentos, a receita líquida de derivados somou R\$ 1.479,3 milhões no 3T23. A parcela complementar de composição da receita líquida registrou as seguintes contribuições no trimestre: (i) receita líquida de óleo, R\$ 690,3 milhões, (ii) receita líquida de gás, R\$ 147,5 milhões, e (iii) receita líquida de serviços, R\$ 43,2 milhões.

### Receita Líquida Consolidada 3T23



## Custos e Despesas (Opex)

O custo dos produtos vendidos (CPV) somou R\$ 1.624,0 milhões no 3T23, +497,7% A/A e +171,6% T/T. O desempenho decorre, principalmente: (i) do primeiro trimestre integral de operação do Polo Potiguar, incluindo os segmentos *upstream* e *mid & downstream*, (ii) por maiores custos relacionados a atividades de integridade de instalações de produção e operação em ambos os segmentos, (iii) pelo aumento dos custos com *royalties* e aluguel de área, função do aumento de produção registrado no trimestre, assim como (iv) pela aceleração da depreciação e amortização do custo, diretamente relacionado ao aumento da produção e ao incremento do ativo com a incorporação do Polo Potiguar.

O segmento de *upstream* registrou CPV de R\$ 834,2 milhões no 3T23, +61,6% T/T, enquanto o segmento *mid & downstream* apresentou CPV de R\$ 1.360,0 milhões. As eliminações intragrupo somaram R\$ 570,1 milhões. A Companhia destaca que o montante de eliminação registrado no custo dos produtos vendidos (CPV) difere do montante de eliminação aferido na receita líquida, principalmente pelo fato de que parte dos insumos adquiridos pelo segmento *mid & downstream* (comprados ou transferidos do segmento *upstream*) não foram vendidos no trimestre e foram registrados no estoque do segmento.

As despesas gerais e administrativas (G&A) somaram R\$ 123,1 milhões no 3T23, +33,8% A/A e +1,9% T/T. A performance do trimestre é explicada, principalmente: (i) pelo primeiro trimestre integral de gestão do Polo Potiguar, (ii) por maiores despesas relacionadas a tecnologia da informação (TI) e (iii) maior registro de depreciação e amortização da despesa, parcialmente compensado por otimizações em atividades administrativas e estrutura corporativa. Do montante total de G&A registrado no trimestre, (a) R\$ 68,6 milhões refere-se ao segmento *upstream*, (b) R\$ 2,7 milhões relacionados ao segmento *mid & downstream*, e (c) R\$ 51,8 milhões referente a estrutura corporativa da Companhia, *holding*, já descontado de R\$ 1,9 milhões de eliminações.

Importante destacar que o G&A do trimestre, sem considerar efeitos de depreciação e amortização da despesa, somou R\$ 97,9 milhões, redução de 7,3% T/T.

As outras despesas operacionais somaram R\$ 5,9 milhões no 3T23, -80,5% A/A e -86,2% T/T. O resultado é explicado: (i) por menores despesas de transição operacional, devido a incorporação do Polo Potiguar ao portfólio em junho de 2023, e (ii) por efeitos de comparação trimestral, considerando o registro de R\$ 26,5 milhões em *impairment* do ativo de Camarão no 2T23.

## Lucro Bruto e Operacional

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 3T23 com lucro bruto de R\$ 736,2 milhões, 3,2x (+219,2%) A/A e +208,4% T/T, dos quais: (i) R\$ 672,5 milhões de contribuição do segmento do *upstream*, (ii) R\$ 165,3 milhões oriundos do segmento *mid & downstream*, descontados de (iii) R\$ 101,6 milhões em eliminações intersegmentos.

O lucro operacional registrou R\$ 607,2 milhões no 3T23, 5,6x (+457,2%) A/A e + 8,1x (710,6%) T/T, sendo: (i) R\$ 598,5 milhões referentes ao segmento *upstream*, (ii) 162,6 milhões de contribuição do segmento *mid & downstream*, reduzidos de (iii) R\$ 54,3 milhões de despesas corporativas e (iv) R\$ 99,6 milhões em eliminações intersegmentos.

No 9M23, o lucro bruto acumulou R\$ 1.179,1 milhões, +61,8% A/A, enquanto o lucro operacional registrou R\$ 754,8 milhões, + 82,8% A/A.

## Resultado Financeiro

O resultado financeiro líquido, com efeito caixa, encerrou o trimestre negativo em R\$ 173,3 milhões, justificado, principalmente, pelo pagamento de R\$ 168,1 milhões referentes ao serviço de dívidas contratadas. Adicionalmente, o resultado financeiro líquido do 3T23 foi impactado por efeitos não caixa que somaram R\$ 545,7 milhões negativos, sendo: (i) marcação a mercado de instrumentos derivativos de *hedge*, -R\$ 218,5 milhões, (ii) juros e atualização monetária de instrumentos de dívida e arrendamentos, -R\$ 112,6 milhões, (iii) variação cambial de instrumentos de dívida dolarizados, -R\$ 230,6 milhões, (iv) atualização de obrigações relacionadas à aquisição de ativos, pagamentos diferidos e contingentes, -R\$ 36,1 milhões, (v) incremento de provisão de abandono, -R\$ 41,0 milhões, e, parcialmente compensado pelo (vi) resultado de aplicações financeiras, +R\$ 93,0 milhões.

Em relação ao item (i) acima, vale destacar que a marcação a mercado dos instrumentos derivativos contratados é resultado da comparação dos patamares de preço dos instrumentos contratados (NDF, Call e Put) com os patamares de preço previstos na curva futura do óleo tipo Brent (“curva futura”) ao final do trimestre. Nesse sentido, para os contratos do tipo *Collar* (em que a Companhia vende um instrumento de compra (CALL) e compra um instrumento de venda (PUT), estabelecendo assim os “limites do *Collar*”), mesmo que a curva futura esteja entre os limites do *Collar*, pode haver marcação a mercado positiva ou negativa, uma vez que a avaliação é feita por instrumento. Neste trimestre, como a curva futura ficou próxima à curva de instrumentos Call contratados, a variação do resultado da marcação à mercado dos instrumentos tipo *Collar* foi negativo em R\$ 74,3 milhões, muito embora, na prática, se a curva do Brent se realizar conforme a curva futura, e esta estiver dentro dos limites do *Collar*, não haverá desembolso ou recebimento pela Companhia no vencimento destes contratos.

Em base consolidada, o resultado financeiro líquido da Companhia encerrou o 3T23 negativo em R\$ 719,0 milhões, comparado a R\$ 25,3 milhões positivos no trimestre anterior.

Cabe ressaltar que o resultado financeiro líquido do trimestre é explicado, principalmente, pelos efeitos: (i) do desembolso dos financiamentos contratados, aproximadamente US\$ 1 bilhão, para pagamento do Polo Potiguar no 2T23, e (ii) da marcação a mercado dos instrumentos derivativos de *hedge*, considerando a apreciação do Brent e da curva futura no final do terceiro trimestre.

No que se refere à estratégia de *hedge*, a **Companhia encerrou o trimestre com instrumentos derivativos contratados para proteção do preço do petróleo, *hedge* de Brent, equivalentes a 8.105 mil barris de petróleo em um horizonte de 24 meses, dos quais:** (i) NDF, cobertura para 2.184 mil barris a um preço médio de US\$ 81,3 por barril, e (ii) *Collar*, estrutura de *zero cost collar*, compra de opção PUT e venda de opção Call, para 5.921 mil barris, com piso médio de US\$ 55,1 e teto médio de US\$ 96,3 por barril.

A Companhia manterá a estratégia de *hedge* de Brent alinhada às obrigações previstas nos instrumentos de dívida contratos para financiamento da aquisição do Polo Potiguar, os quais estabelecem que, durante a vigência dos contratos, a Companhia deverá manter instrumentos de *hedge* 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 Brent, no encerramento do 3T23.

<i>Hedge</i>	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio	Vencimento	<i>Hedge</i>	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio	Vencimento	
<b>NDF</b>				<b>Collar</b>		Put	Call	
	415	\$ 85,6	4T23		863	\$ 59,0	\$ 98,5	4T23
	429	\$ 83,4	1T24		843	\$ 59,1	\$ 98,5	1T24
	412	\$ 81,3	2T24		848	\$ 55,3	\$ 95,6	2T24
	383	\$ 79,8	3T24		670	\$ 51,7	\$ 98,3	3T24
	358	\$ 78,3	4T24		565	\$ 50,5	\$ 98,6	4T24
	165	\$ 76,6	1T25		721	\$ 50,4	\$ 98,2	1T25
	22	\$ 74,5	2T25		1097	\$ 53,2	\$ 92,4	2T25
	-	-	3T25		315	\$ 66,3	\$ 87,1	3T25
<b>Total</b>	<b>2.184</b>	<b>\$ 81,3</b>	<b>-</b>	<b>Total</b>	<b>5.921</b>	<b>\$ 55,1</b>	<b>\$ 96,3</b>	<b>-</b>

## Lucro Líquido

Em linha com o contexto supracitado, especialmente pelos efeitos não caixa do resultado financeiro líquido, **a Companhia encerrou o terceiro trimestre com lucro líquido negativo em R\$ 77,5 milhões**, comparado a um lucro líquido de R\$ 469,8 milhões no 3T22 e +R\$ 79,4 milhões no trimestre anterior.

**Nos nove meses acumulados do ano, o lucro líquido somou R\$ 18,0 milhões.**

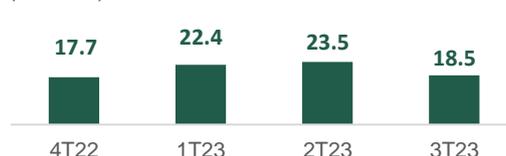
## Lifting Cost

A Companhia registrou custo de extração, *lifting cost*, médio ponderado de US\$ 18,5/boe no 3T23, redução de 21,1% T/T, considerando as operações nos Clusters Potiguar e Recôncavo e nos Polos Papa Terra e Peroá, incluindo os 35% do Polo Pescada operado pela Petrobras.

A redução do *lifting cost* registrado no trimestre reflete, principalmente: (i) a importante diluição de custos operacionais, a partir do aumento da escala de produção, com destaque para o Polo Macau, (ii) a não renovação do contrato de compra de vapor da Termo Açú para o Polo Potiguar, parcialmente compensado por (iii) atividades de manutenção preventiva e corretiva realizadas no Polo Papa Terra e (iv) atividades de manutenção e recuperação de integridade em curso no Polo Potiguar.

O Cluster Potiguar apresentou *lifting cost* médio de US\$ 13,6/boe no 3T23, queda de 42,3% T/T, justificado: (i) pelo expressivo aumento da escala de produção, a partir do primeiro trimestre integral de operação do Polo

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



Potiguar e da melhor performance orgânica nos demais ativos geridos pela 3R, com consequente diluição de custos, (ii) pela não renovação do contrato de compra de vapor da Termo Açú para o Polo Potiguar, cujo impacto no 2T23 foi na ordem de R\$ 39,2 milhões, e (iii) pela captura de sinergias operacionais, com destaque para o compartilhamento de serviços de suporte à operação, parcialmente compensado (iv) por atividades de manutenção e integridade nas instalações de operação do Polo Potiguar.

Vale ressaltar, que a 3R está realizando atividades de manutenção e recuperação de integridade de diversas instalações e sistemas que suportam o tratamento, a armazenagem e o escoamento da produção do Polo Potiguar, bem como a ampliação do seu parque de geração de vapor. Algumas dessas atividades ainda se encontram em etapa de mobilização e podem gerar volatilidade no indicador de *lifting cost* do ativo nos próximos trimestres.

Em relação ao vapor, esse é injetado em reservatórios de óleo mais pesado, como nos campos de Estreito e Alto do Rodrigues, e auxilia na mobilidade do óleo até as zonas de produção. O Polo Potiguar, atualmente, possui um parque de geração de vapor capaz de suprir aproximadamente 40% da demanda atual do ativo e terá sua capacidade ampliada até o 1S24, conforme planejamento prévio da Companhia. A redução no *lifting cost* no Cluster Potiguar confirma a estratégia acertada de não renovação do contrato de fornecimento de vapor, nos termos oferecidos pela Termo Açú. Os campos de óleo pesado do ativo devem retomar o seu potencial produtivo assim que a ampliação do parque de geração de vapor estiver operacional. Até a conclusão do projeto, a Companhia implementará a realocação de geradores existentes, a fim de minimizar perdas de produção destes campos que compõem o Polo Potiguar.

O Cluster Recôncavo registrou *lifting cost* médio de US\$ 26,8/boe no trimestre, +6,7% T/T. O desempenho decorre: (i) da maior eficiência registrada no Polo Rio Ventura, a partir do aumento de produção e consequente diluição de custos, mais do que compensado pelo impacto do Polo Recôncavo, com (ii) maior número de atividades em poços no final do trimestre.

O Polo Peroá encerrou o 3T23 com *lifting cost* médio de US\$ 5,7/boe, -0,4% T/T. O resultado é justificado por atividades de manutenção preventiva no *topside* da plataforma 3R-1 e por uma base de produção estável, quando comparada ao trimestre anterior.

O Polo Papa Terra reportou US\$ 35,0/boe de *lifting cost* médio no 3T23, +16,4% T/T. A performance é explicada por maiores custos relacionados: (i) a atividades de inspeção e manutenção, preventiva e corretiva, nas instalações de superfície das plataformas 3R-2 (TLWP) e 3R-3 (FPSO), (ii) a certificação de equipamentos, sistemas e instalações operacionais, e (iii) maior consumo de combustível para embarcações de apoio e limpezas de linhas de produção.

Importante destacar que uma parcela relevante de tais atividades não são recorrentes e/ou serão otimizadas após a conclusão da campanha de manutenção e recuperação de integridade em curso. Embora as unidades de produção (3R-2 e 3R-3) do ativo sejam próprias e relativamente novas (cerca de 10 anos de operação), o que permitirá uma operação bastante eficiente do ativo no médio prazo, o antigo operador as transferiu para a Companhia, em dezembro de 2022, com diversas limitações em sistemas de processamento, estocagem e *offloading*, que estão em processo de recuperação desde então.

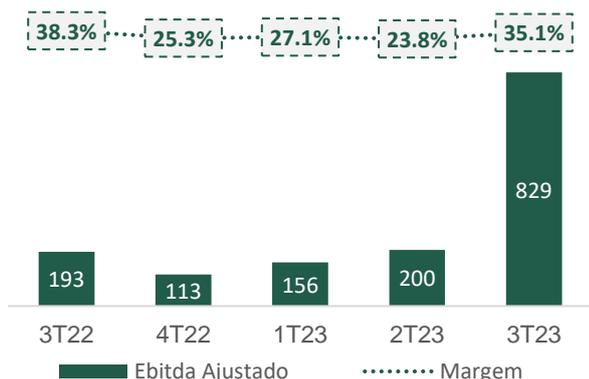
## EBITDA Ajustado

O EBITDA ajustado totalizou R\$ 828,6 milhões no trimestre, +4,3x (+330,1%) A/A e +4,2x (+315,3%) T/T. Esse resultado reflete: (i) a contribuição de R\$ 799,5 milhões registrado no segmento *upstream*, (ii) o resultado positivo de R\$ 176,7 milhões referente ao segmento de *mid & downstream*, e parcialmente compensados por (iii) R\$ 52,1 milhões negativos, referente à estrutura Corporativa, e (iv) R\$ 95,5 milhões negativos em eliminações *intercompany*.

A performance do EBITDA ajustado é justificada: (i) pelo primeiro trimestre integral de contribuição do Polo Potiguar no portfólio, incluindo os segmentos de *upstream* e *mid & downstream*, (ii) pela expressiva performance operacional orgânica, especialmente na produção de óleo, (iii) pela captura de oportunidades comerciais, com melhor monetização da produção, (iv) por um melhor controle de custos operacionais, com reflexo na redução do *lifting cost* consolidado, (v) pela importante redução nas despesas de transição operacional, a partir do *closing* do Polo Potiguar em junho de 2023, e (vi) por efeitos do Brent médio mais apreciado.

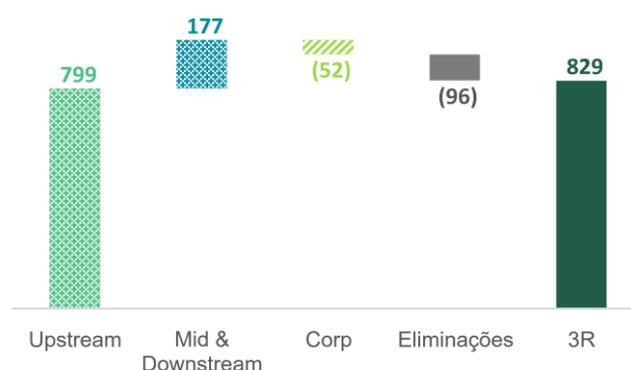
### EBITDA Ajustado e Margem EBITDA

(R\$ milhões)



### Composição do EBITDA Ajustado 3T23

(R\$ milhões)



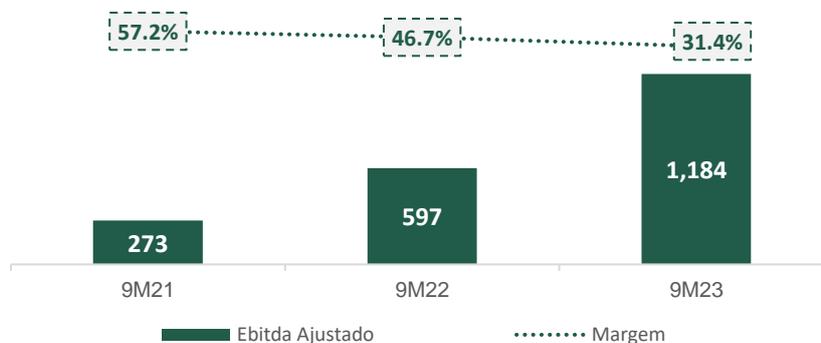
Além de ressaltar a positiva contribuição dos segmentos de *upstream* e *mid & downstream* na geração de EBITDA, a Companhia destaca a evolução da margem registrada no trimestre. **No 3T23, a margem EBITDA consolidada atingiu 35,1%, -3,2 p.p. A/A e +11,3 p.p. T/T.**

Em uma análise por unidade de negócio, sem considerar o EBITDA corporativo e as eliminações *intercompany*, **o segmento *upstream* registrou margem EBITDA de 53,1% no 3T23, +14,7 p.p. A/A e +17,7 p.p. T/T, enquanto o segmento *mid & downstream* aferiu margem de 11,6%, +10,2 p.p. T/T.**

**Nos nove meses de 2023 (9M23), o EBITDA ajustado da Companhia acumulou R\$ 1.183,7 milhões, +98,3% A/A, sendo:** (i) R\$ 1.270,2 milhões referentes a contribuição do segmento *upstream*, (ii) R\$ 180,3 milhões referentes ao segmento de *mid & downstream*, parcialmente compensados por (iii) R\$ 154,9 milhões negativos, referentes à estrutura corporativa e (iv) R\$ 111,9 milhões negativos em eliminações *intercompany*.

### EBITDA Ajustado e Margem EBITDA

(R\$ milhões)

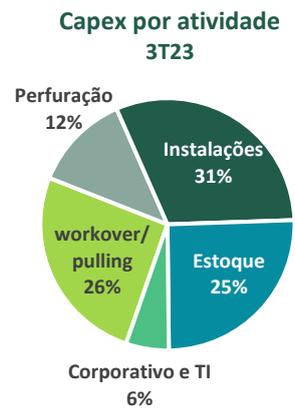


## Capex

A 3R registrou Capex de R\$ 416,4 milhões ou US\$ 85,3 milhões no terceiro trimestre de 2023, crescimento de 6,5x (546,4%) A/A e +99,4% T/T em dólar americano. A aplicação do investimento no 3T23 foi direcionada para: (i) atividades de *workover* e reativação de poços, R\$ 107,1 milhões, (ii) projetos de revitalização e ampliação da infraestrutura de produção, R\$ 129,2 milhões, (iii) atividades relacionadas às campanhas de perfuração, R\$ 51,8 milhões, (v) aquisição de materiais para estoque, R\$ 105,6 milhões, e (vi) R\$ 22,7 milhões em projetos corporativos, incluindo tecnologia da informação e telecom.

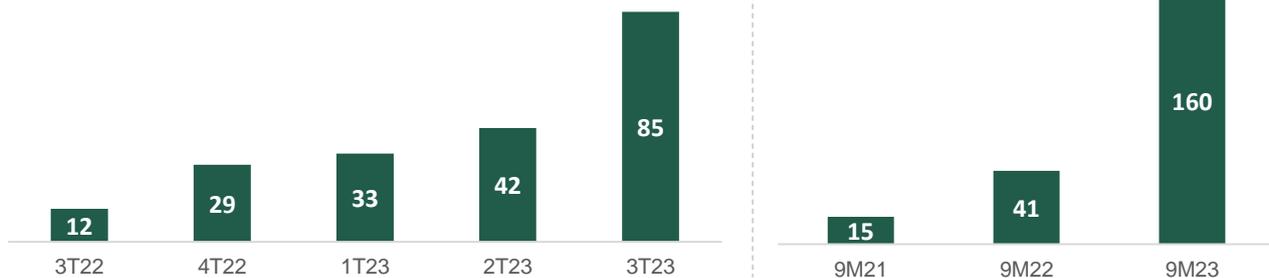
Em termos de unidade de negócio, R\$ 386,0 milhões do capex aplicado no 3T23 foram alocados no segmento *upstream*, enquanto R\$ 28,0 milhões aplicados no segmento *mid & downstream*. A parcela complementar de R\$ 2,5 milhões foi consumida pelo segmento corporativo.

No 9M23, a aplicação de capex acumula R\$ 795,2 milhões ou US\$ 160,2 milhões, crescimento de 6,5x A/A em dólar americano.



### Capex

(US\$ milhões)



## Fluxo de Caixa Direto

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais acelerou no 3T23 e somou R\$ 451,8 milhões, +111,8% T/T, ou US\$ 90,2 milhões, +103,8% T/T, já considerando o recebimento de R\$ 6,6 milhões referente ao ajuste de contratos de *hedge*.

A performance do trimestre é explicada, principalmente: (i) pelo primeiro trimestre completo do Polo Potiguar incorporado ao portfólio, com importante ganho de escala no segmento *upstream* e início das atividades no segmento de *mid & downstream*, (ii) pelo efeito da melhor monetização da produção e produtos derivados, função de novos contratos comerciais e um Brent de referência mais apreciado, e (iii) pela venda de estoque de períodos anteriores.

As atividades de investimento consumiram R\$ 403,7 milhões ou US\$ 80,6 do caixa no 3T23, comparado a um consumo de R\$ 5.228,2 milhões no trimestre anterior. O resultado decorre: (i) do pagamento de R\$ 238,8 milhões referente a aplicação de capex, e (ii) do pagamento de compromissos referentes à aquisição de ativos, *earn-outs*, R\$ 164,8 milhões, sendo: (a) R\$ 68,1 milhões referentes ao Polo Fazenda Belém, (ii) R\$ 53,6 milhões referentes ao Polo Peroá, (iii) R\$ 1,0 milhão referente ao Polo Papa Terra (R\$ 27,4 milhões foram compensados do saldo da geração de caixa do período de transição).

A relevante redução trimestral, no consumo de caixa pelas atividades investimento, é justificado por efeitos de base de comparação, considerando que, no 2T23 houve: (i) o pagamento de R\$ 5.091,9 milhões referente

a aquisição do Polo Potiguar, e (ii) R\$ 2.461,8 milhões em aplicações financeiras da 3R LUX, investimento garantia da dívida contratada pela 3R Potiguar.

**As atividades de financiamento consumiram R\$ 6,1 milhões no 3T23, comparado a geração de R\$ 4.744,7 milhões no 2T23.** O resultado do trimestre reflete: (i) o pagamento de R\$ 165,4 milhões referente a amortização e juros de dívidas contratadas, quase integralmente compensado (ii) pela contratação de R\$ 159,4 milhões em novos instrumentos de dívida, sendo: (a) R\$ 100 milhões junto à Caixa Econômica Federal, (b) R\$ 21,9 milhões junto ao Banco do Nordeste (BNB) e (c) R\$ 35,5 milhões através da emissão de debênture privada pela 3R Offshore.

A variação nas atividades de financiamento, quando comparada ao 2T23, é justificada: (i) por empréstimos desembolsados, principalmente relacionados ao financiamento do Polo Potiguar, R\$ 7.694,6 milhões, e (ii) pelo aumento de capital de R\$ 900 milhões concluído em maio de 2023.

Ainda no 3T23, a Companhia realizou um aumento de capital de R\$ 1,4 milhão, referente ao pagamento de remuneração baseada em ações para administradores e colaboradores.

Em consequência à dinâmica acima apresentada, **a geração de caixa líquida do trimestre foi positiva em R\$ 43,2 milhões ou US\$ 8,6 milhões.**

## Fluxo de Caixa

(US\$ milhões)



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

## Estrutura de Capital

**A Companhia encerrou o 3T23 com posição de caixa e equivalentes, acrescido de aplicações financeiras e saldo de conta reserva, de R\$ 3.538,5 milhões, +3,9% T/T, ou US\$ 706,6 milhões, estável T/T em dólar americano.** Esse resultado é explicado, principalmente: (i) pela positiva geração de caixa operacional no trimestre, R\$ 451,8 milhões, e (ii) pela contratação de linhas de capital de giro, R\$159,4 milhões, parcialmente compensados (iii) pela aplicação de investimentos (capex), R\$ 238,8 milhões, (iv) pelo pagamento do serviço da dívida, R\$ 165,4 milhões e (v) pelo pagamento de obrigações do portfólio, *earn-outs*, R\$ 164,8 milhões.

**A dívida bruta<sup>8</sup> encerrou o 3T23 em R\$ 8.556,4 milhões, +5,1% T/T, ou US\$ 1.708,7 milhões, +1,2% T/T.** O resultado é explicado, principalmente, pela atualização de juros e correção monetária sobre os instrumentos de dívida contratados, sendo parte relevante relacionada aos financiamentos para a aquisição do Polo Potiguar.

Importante destacar que os recursos contratados 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.

<sup>8</sup> Não considera R\$ 44,4 milhões em arrendamentos.

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a **Companhia encerrou o trimestre com dívida líquida de R\$ 5.017,9 milhões, +6,0% T/T, ou US\$ 1.002,1 milhões, +2,0% T/T.**

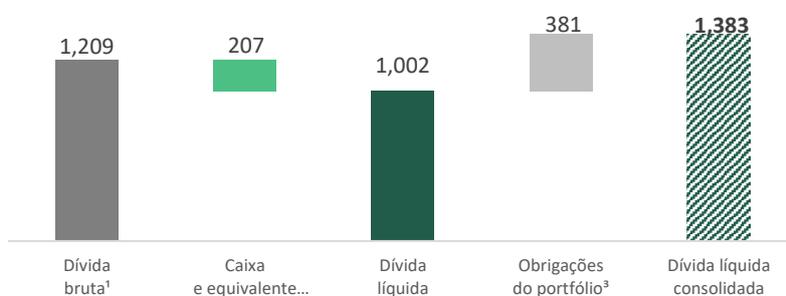
Ativos	4T23	2024	2025	2026	2027	Total
Em milhões de dólares						
Rio Ventura	-	19,8	-	-	-	19,8
Areia Branca	-	7,3	-	-	-	7,3
Peroá (WI 100%)	-	-	38,5	-	-	38,5
Papa Terra (WI 62,5%)	-	29,6	39,5	6,1	3,9	79,0
Potiguar	-	59,1	59,1	59,1	59,1	236,3
<b>Total de Pagamentos</b>	<b>-</b>	<b>115,7</b>	<b>137,0</b>	<b>65,2</b>	<b>62,9</b>	<b>380,8</b>
Contingente	-	36,8	78,0	6,1	3,9	124,7
Diferido	-	78,9	59,1	59,1	59,1	256,1

Adicionalmente à dívida financeira acima reportada, a Companhia possui compromissos (*earn-outs*) relacionados à aquisição de ativos do portfólio, incluindo parcelas diferidas e contingentes, conforme tabela ao lado<sup>9</sup>. Em relação aos compromissos contingentes, estes estão vinculados a valor médio do Brent, performance operacional, e/ou declaração de comercialidade de ativo. **No encerramento do 3T23, os compromissos a pagar por aquisições somavam R\$ 1.907,1 milhões ou US\$ 380,8**

milhões.

## Endividamento

(US\$ milhões)

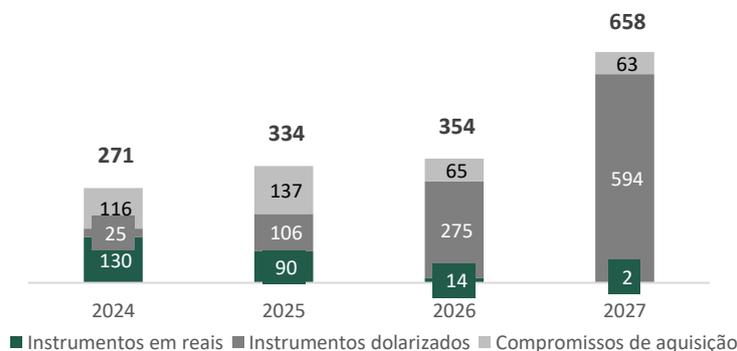


- 1) A dívida bruta consolidada não considera arrendamentos e exclui o montante da dívida bruta da 3R Lux (UMB) que é compensado pela aplicação financeira da mesma subsidiária, TRS 3R Lux.
- 2) O montante de caixa e equivalente de caixa inclui os saldos de conta reserva (contabilizado no caixa restrito)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

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

## Perfil de Amortização<sup>10</sup>

(US\$ milhões)



<sup>9</sup> Consolida 100% dos compromissos 3R Offshore.

<sup>10</sup> Considera o montante referente ao principal dos instrumentos de dívida e os compromissos de aquisição consolidados.

Considerando a metodologia estabelecida nos instrumentos de dívida para fins de *covenant*, a **Companhia encerrou o 3T23 com alavancagem (dívida líquida consolidada dividida pelo EBITDA proforma<sup>11</sup> ajustado) de 2,6x**, patamar controlado dentro do parâmetro máximo de 3,5x estabelecido nos contratos para o ano de 2023. **Para fins de análise gerencial, a anualização<sup>12</sup> do resultado do 3T23 registraria uma alavancagem consolidada de 2,1x.**

Por fim, a Companhia entende possuir uma estrutura de capital balanceada e avalia de forma recorrente oportunidades de otimização no perfil e custo das dívidas contratadas. **Nesse sentido, em novembro de 2023, a Companhia concluiu a 3ª emissão de debêntures: (i) montante de R\$ 1.000 milhões, (ii) vencimento de dez anos (carência de principal por 5 anos) e (iii) remuneração referenciada em IPCA + 8,42% ao ano.** A emissão contou com o incentivo previsto na Lei 12.431/2011 e os recursos serão utilizados para pagamento e/ou reembolso de gastos e/ou despesas relacionadas à implantação dos projetos de revitalização de campos maduros de petróleo e gás natural nas Bacias Potiguar e do Recôncavo.

---

<sup>11</sup> Considera o EBITDA proforma dos ativos com menos de 12 meses de operação, Polos Papa Terra e Potiguar. As premissas se baseiam, principalmente: (i) na produção histórica dos ativos, (ii) nas condições comerciais vigentes, e (iii) nos custos estimados no relatório de certificação de reservas mais atualizado.

<sup>12</sup> EBITDA ajustado do 3T23 replicado para quatro trimestres.

## Anexo I – Balanço Patrimonial

<b>Balanço Patrimonial</b>					
Em milhares de reais	3T23	3T22	Δ A/A	2T23	Δ T/T
<b>Ativo</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	781.980	1.295.068	-39,6%	819.380	-4,6%
Aplicações financeiras	14.515	31.139	-53,4%	13.870	4,7%
Caixa Restrito	221.481	-	-	-	-
Contas a receber de terceiros	533.087	253.621	2,1x	403.469	32,1%
Contas a receber - partes relacionadas	-	6.000	-	-	-
Estoque	654.654	31.301	20,9x	677.748	-3,4%
Adiantamentos	59.778	91.848	-34,9%	121.275	-50,7%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	149.341	65.656	2,3x	106.449	40,3%
Derivativos	7.239	-	-	65.264	-88,9%
Despesas antecipadas	124.453	55.397	2,2x	76.036	63,7%
Outros ativos	9.167	4.524	2,0x	13.606	-32,6%
<b>Total do ativo circulante</b>	<b>2.555.695</b>	<b>1.834.554</b>	<b>39,3%</b>	<b>2.297.097</b>	<b>11,3%</b>
Aplicações financeiras	2.520.500	-	-	2.429.738	3,7%
Caixa restrito	24.497	13.745	78,2%	163.167	-85,0%
Depósitos judiciais	8.201	3.249	2,5x	4.954	65,5%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	126	2.388	-94,7%	-	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	627.087	283.648	2,2x	497.323	26,1%
Derivativos	39.652	59.799	-33,7%	14.568	172,2%
Outros ativos	4.791	2.492	92,3%	207	23,1x
Adiantamentos para cessão de blocos	1.600	624.945	-99,7%	1.600	0,0%
Imobilizado	6.372.701	2.279.039	2,8x	6.067.999	5,0%
Intangível	7.080.285	2.897.618	2,4x	7.159.599	-1,1%
Direito de uso	40.921	50.545	-19,0%	43.099	-5,1%
<b>Total do ativo não circulante</b>	<b>16.720.361</b>	<b>6.217.468</b>	<b>2,7x</b>	<b>16.382.254</b>	<b>2,1%</b>
<b>Total do ativo</b>	<b>19.276.056</b>	<b>8.052.022</b>	<b>2,4x</b>	<b>18.679.351</b>	<b>3,2%</b>
<b>Passivo</b>					
Fornecedores	644.683	174.037	3,7x	648.301	-0,6%
Empréstimos e financiamentos	138.988	111.132	25,1%	55.881	148,7%
Arrendamentos	14.953	12.190	22,7%	13.712	9,1%
Obrigações trabalhistas	106.512	53.532	99,0%	73.215	45,5%
Valores a pagar por aquisições	808.943	466.961	73,2%	-	-
Valores a pagar ao operador	-	358	-	-	-
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recolher	142.095	67.243	2,1x	111.995	26,9%
Provisão para pagamento de Royalties	46.427	14.442	3,2x	30.379	52,8%
Debêntures	457.390	6.847	66,8x	322.296	41,9%
Debêntures - Partes relacionadas	16.865	-	-	-	-
Derivativos	96.243	51.935	85,3%	2.680	35,9x
Outras obrigações	24.953	17.773	40,4%	872.804	-97,1%
<b>Total do passivo circulante</b>	<b>2.498.052</b>	<b>976.450</b>	<b>2,6x</b>	<b>2.131.263</b>	<b>17,2%</b>
Empréstimos e financiamentos	2.509.810	-	-	2.374.542	5,7%
Derivativos	91.360	-	-	1.420	64,3x
Arrendamentos	29.472	39.406	-25,2%	31.772	-7,2%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	69.840	90.843	-23,1%	82.049	-14,9%
Provisão para contingências	3.667	4.812	-23,8%	4.493	-18,4%
Valores a pagar por aquisições	1.098.200	256.597	4,3x	-	-
Provisão para abandono	2.234.565	1.376.087	62,4%	2.190.216	2,0%
Debêntures	5.411.918	926.519	5,8x	5.385.493	0,5%
Debêntures - Partes relacionadas	21.429	-	-	-	-
Outras obrigações	51.680	7.719	6,7x	1.160.668	-95,5%
<b>Total do passivo não circulante</b>	<b>11.521.941</b>	<b>2.701.983</b>	<b>4,3x</b>	<b>11.230.653</b>	<b>2,6%</b>
Capital social	5.055.783	4.146.616	21,9%	5.054.406	0,0%
Reserva de capital	44.506	38.852	14,6%	40.949	8,7%
Ajuste de avaliação patrimonial	94.386	105.800	-10,8%	83.239	13,4%
Prejuízo acumulado	(9.267)	27.515	-	74.222	-
<b>Total patrimônio líquido atribuível aos proprietários da empresa</b>	<b>5.185.408</b>	<b>4.318.783</b>	<b>20,1%</b>	<b>5.252.816</b>	<b>-1,3%</b>
Participação de acionistas não controladores	70.655	54.806	28,9%	64.619	9,3%
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>5.256.063</b>	<b>4.373.589</b>	<b>20,2%</b>	<b>5.317.435</b>	<b>-1,2%</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>19.276.056</b>	<b>8.052.022</b>	<b>2,4x</b>	<b>18.679.351</b>	<b>3,2%</b>

## Anexo II – Demonstração de Resultados

<b>Demonstração de Resultado</b>					
Em milhares de reais	<b>3T23</b>	<b>3T22</b>	<b>Δ A/A</b>	<b>2T23</b>	<b>Δ T/T</b>
Receita líquida	2.360.259	502.374	4,7x	836.582	2,8x
Custo dos produtos vendidos	(1.624.045)	(271.736)	6,0x	(597.883)	2,7x
<b>Lucro bruto</b>	<b>736.214</b>	<b>230.638</b>	<b>3,2x</b>	<b>238.699</b>	<b>3,1x</b>
Despesas gerais e administrativas	(123.080)	(91.991)	33,8%	(120.828)	1,9%
Outras despesas / receitas operacionais	(5.942)	(30.492)	-80,5%	(16.464)	-63,9%
Provisão no valor recuperável de ativos	-	-	-	(26.500)	-
<b>Outras despesas operacionais</b>	<b>(129.022)</b>	<b>(122.483)</b>	<b>5,3%</b>	<b>(163.792)</b>	<b>-21,2%</b>
<b>Resultado antes das receitas financeiras líquidas e impostos</b>	<b>607.192</b>	<b>108.155</b>	<b>5,6x</b>	<b>74.907</b>	<b>8,1x</b>
Receitas financeiras	81.102	348.666	-77%	213.796	-62,1%
Despesas financeiras	(800.078)	(162.695)	4,9x	(188.478)	4,2x
<b>Resultado financeiro líquido</b>	<b>(718.976)</b>	<b>185.971</b>	<b>-</b>	<b>25.318</b>	<b>-</b>
<b>Lucro/(Prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social</b>	<b>(111.784)</b>	<b>294.126</b>	<b>-</b>	<b>100.225</b>	<b>-</b>
Imposto de renda e contribuição social corrente	(107.766)	3.476	-	(30.972)	3,5x
Imposto de renda e contribuição social diferido	142.097	172.172	-17,5%	10.135	14,0x
<b>Lucro Líquido (Prejuízo) do período</b>	<b>(77.453)</b>	<b>469.774</b>	<b>-</b>	<b>79.388</b>	<b>-</b>
Lucro Líquido (Prejuízo) atribuído a:					
Proprietários da Companhia	(83.488)	431.856	-	77.016	-
Acionistas não controladores	6.035	37.918	-	2.372	2,5x
<b>Lucro Líquido (Prejuízo) do período</b>	<b>(77.453)</b>	<b>469.774</b>	<b>-</b>	<b>79.388</b>	<b>-</b>

## Anexo III – Fluxo de Caixa

<b>Demonstração de Fluxo de Caixa</b>					
Em milhares de reais	3T23	3T22	Δ A/A	2T23	Δ T/T
<b>Resultado do período</b>	<b>(77.453)</b>	<b>469.774</b>	-	<b>79.388</b>	-
Ajustes por:					
Resultado de aplicações financeiras	(93.045)	(13.288)	7,0x	(35.874)	2,6x
Juros sobre depósitos judiciais	(4)	(86)	-95,3%	(5)	-20,0%
Juros sobre arrendamentos	1.837	880	2,1x	1.364	34,7%
Juros sobre empréstimos e valores a pagar por aquisições	128.756	33.599	3,8x	52.306	2,5x
Juros sobre Debêntures	176.019	9.223	19,1x	72.258	2,4x
Ajuste a valor presente	(10.812)	8.432	-	7.454	-
Variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	-	-	-	(6.096)	-
Derivativos não realizados	209.854	(237.355)	-	4.391	47,8x
Variação cambial não realizada	(96.413)	994	-	(192.111)	-49,8%
Provisões para Contingências constituídas / (revertidas)	(826)	(467)	76,7%	1.005	-
Constituição/reversão impairment	-	-	-	26.500	-
Baixa de imobilizado	121	736	-83,6%	21	5,8x
Baixa de direito de uso	-	160	-	-	-
Atualização monetária - Debêntures	152.685	1.486	102,7x	(66.504)	-
Atualização monetária - Aluguel prédio Adm.	-	-	-	-	-
Atualização da provisão para abandono	41.019	15.606	2,6x	7.363	5,6x
Ajuste a valor presente - Aquisição Rio Ventura	-	(9.184)	-	-	-
Amortização e Depreciação	216.197	82.894	1,6x	105.599	2,0x
Depreciação de direito de uso	5.182	1.592	3,3x	3.207	61,6%
Despesas antecipadas apropriadas no período	34.630	-	-	21.128	63,9%
Custos apropriados – debêntures	8.206	-	-	3.734	2,2x
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(142.097)	(172.172)	-17,5%	(10.135)	14,0%
Transação com pagamento baseado em ação	3.557	15.164	-76,5%	5.108	-30,4%
	<b>557.413</b>	<b>207.988</b>	<b>2,7x</b>	<b>80.101</b>	<b>6,0x</b>
<b>Varição em ativos e passivos</b>					
Contas a receber de terceiros	(129.618)	(26.496)	4,9x	(168.366)	-23,0%
Imposto de renda e contribuição social	55.913	8.760	6,4x	11.209	5,0x
Estoques	17.112	-	-	(467.568)	-
Outros ativos	(142)	2.334	-	(8.410)	-98,3%
Adiantamentos	96.379	(91.848)	-	68.823	40,0%
Fornecedores	(3.618)	76.400	-	385.540	-
Valores a pagar ao operador	-	85	-	-	-
Depósitos judiciais	(3.243)	40	-	206	-
Despesas antecipadas	(83.047)	(39.884)	2,1x	(14.911)	5,6x
Obrigações trabalhistas	33.297	7.890	4,2x	32.782	1,6%
Royalties	16.048	2.143	7,5x	16.578	-3,2%
Gastos com abandono no período	212	-	-	3.502	-93,9%
Amortização do custo de abandono	-	(729)	-	-	-
Derivativos	6.590	(93.627)	-	(29.978)	-
Outras obrigações	(42.833)	(1.841)	23,3x	13.515	-
<b>Caixa gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>520.463</b>	<b>51.215</b>	<b>10,2x</b>	<b>(76.977)</b>	-
Impostos pagos sobre o lucro	(68.707)	(22.236)	3,1x	(25.727)	2,7x
<b>Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>451.756</b>	<b>28.979</b>	<b>15,6x</b>	<b>(102.704)</b>	-
Aplicações financeiras	278.172	129.936	2,1x	(2.525.008)	-
Adiantamentos para cessão de blocos	-	(1)	-	-	-
Aquisição de imobilizado	(399.638)	(73.964)	5,4x	(198.400)	2,0x
Aquisição de intangível	(28.824)	(65.190)	-55,8%	(12.332)	2,3x
Caixa restrito	(85.065)	(5.454)	15,6x	(153.352)	-44,5%
Aquisição de ativo de óleo e gás	(122.733)	-	-	(5.091.910)	-97,6%
<b>Caixa líquido proveniente (usado) nas atividades de investimento</b>	<b>(358.088)</b>	<b>(14.673)</b>	<b>24,4x</b>	<b>(7.981.002)</b>	<b>-95,5%</b>
Custo de transação	(40.120)	(19.008)	2,1x	(183.607)	-78,1%
Juros pagos debêntures	(159.972)	(941)	170,0x	(49.570)	3,2x
Pagamento de passivo de arrendamento	(5.900)	(2.204)	2,7x	(4.658)	26,7%
Recebimento aporte de capital	-	-	-	-	-
Emissão de debêntures	-	900.000	-	5.107.850	-
Emissão de debêntures - Partes relacionadas	37.500	-	-	-	-
Juros pagos sobre empréstimos	(78.255)	-	-	(7.218)	10,8x
Aumento de capital	1.377	-	-	900.000	-99,8%
Amortização principal - Debêntures	(8.617)	-	-	(3.548)	2,4x
Amortização principal - Empréstimos	-	-	-	(99.830)	-
Empréstimos captados	121.937	50.000	2,4x	2.586.800	-95,3%
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento</b>	<b>(132.050)</b>	<b>927.847</b>	-	<b>8.246.219</b>	-
<b>Aumento / (redução) do caixa e equivalentes de caixa do período</b>	<b>(38.382)</b>	<b>942.152</b>	-	<b>162.513</b>	-
Caixa e equivalente de caixa no início do período	819.380	349.287	2,3x	664.644	23,3%
Efeito de variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	982	3.628	-72,9%	(7.777)	-
Caixa e equivalente de caixa no final do período	781.980	1.295.068	-39,6%	819.380	-4,6%
<b>Varição do caixa e equivalentes de caixa no período</b>	<b>(38.382)</b>	<b>942.152</b>	-	<b>162.513</b>	-

## Anexo IV – Demonstração de Resultado por Cluster

Demonstração de Resultado	Upstream						Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	3T23	3T22		2T23	
	Cluster Potiguar	Cluster Recôncavo	Peroá 100%	Papa Terra 62,5%	Corporativo Offshore	Upstream Total				3R	3R	Δ A/A	3R	Δ T/T
<i>Em milhares de reais</i>														
Receita Líquida	875.977	177.074	100.676	352.913	-	1.506.640	1.525.305	-	(671.686)	2.360.259	502.374	4,7x	836.582	2,8x
Custo do Produto Vendido	(364.515)	(141.687)	(71.418)	(256.539)	-	(834.159)	(1.359.985)	-	570.099	(1.624.045)	(271.736)	6,0x	(597.883)	2,7x
Royalties	(81.512)	(11.135)	(8.684)	(26.906)	-	(128.237)	-	-	-	(128.237)	(43.282)	3,0x	(61.890)	2,1x
<b>Lucro Bruto</b>	<b>511.462</b>	<b>35.387</b>	<b>29.258</b>	<b>96.374</b>	<b>-</b>	<b>672.481</b>	<b>165.320</b>	<b>-</b>	<b>(101.587)</b>	<b>736.214</b>	<b>230.638</b>	<b>3,2x</b>	<b>238.699</b>	<b>3,1x</b>
Despesas G&A	(49.488)	(8.908)	(2.078)	(554)	(7.559)	(68.587)	(2.716)	(53.724)	1.947	(123.080)	(91.991)	33,8%	(120.828)	1,9%
Outras receitas e despesas operacionais	(7.335)	1.897	(4)	23	5	(5.414)	-	(528)	-	(5.942)	(30.492)	-80,5%	(42.964)	-86,2%
<b>Lucro Operacional</b>	<b>454.639</b>	<b>28.376</b>	<b>27.176</b>	<b>95.843</b>	<b>(7.554)</b>	<b>598.480</b>	<b>162.604</b>	<b>(54.252)</b>	<b>(99.640)</b>	<b>607.192</b>	<b>108.155</b>	<b>5,6x</b>	<b>74.907</b>	<b>8,1x</b>
Resultado Financeiro Líquido	(626.546)	(28.335)	(15.450)	(30.981)	(13.550)	(714.862)	5.566	(9.680)	-	(718.976)	185.971	-	25.318	-
Receita Financeira	(8.588)	5.995	(8.062)	(11.690)	3.339	(19.006)	8.188	120.997	(29.077)	81.102	348.666	-76,7%	213.796	-62,1%
Despesa Financeira	(617.958)	(34.330)	(7.388)	(19.291)	(16.889)	(695.856)	(2.622)	(130.677)	29.077	(800.078)	(162.695)	4,9x	(188.478)	4,2x
<b>Resultado antes de impostos</b>	<b>(171.907)</b>	<b>41</b>	<b>11.726</b>	<b>64.862</b>	<b>(21.104)</b>	<b>(116.382)</b>	<b>168.170</b>	<b>(63.932)</b>	<b>(99.640)</b>	<b>(111.784)</b>	<b>294.126</b>	<b>-</b>	<b>100.225</b>	<b>-</b>
Imposto de renda e contribuição social	77.322	1.376	-	-	(15.255)	63.443	(30.518)	-	1.406	34.331	175.648	-80,5%	(20.837)	-1,6x
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(94.585)</b>	<b>1.417</b>	<b>11.726</b>	<b>64.862</b>	<b>(36.359)</b>	<b>(52.939)</b>	<b>137.652</b>	<b>(63.932)</b>	<b>(98.234)</b>	<b>(77.453)</b>	<b>469.774</b>	<b>-</b>	<b>79.388</b>	<b>-</b>
Imposto de renda e contribuição social	77.322	1.376	-	-	(15.255)	63.443	(30.518)	-	1.406	34.331	175.648	-80,5%	(20.837)	-
Resultado Financeiro Líquido	(626.546)	(28.335)	(15.450)	(30.981)	(13.550)	(714.862)	5.566	(9.680)	-	(718.976)	185.971	-	25.318	-
Depreciação e Amortização	(111.059)	(21.997)	(12.948)	(31.952)	-	(177.956)	(14.091)	-	(4.136)	(196.183)	(76.306)	2,6x	(93.522)	109,8%
Depreciação e Amortização G&A	(16.615)	(4.817)	(1.238)	(330)	(21)	(23.021)	21	(2.196)	-	(25.196)	(8.179)	3,1x	(15.281)	64,9%
<b>EBITDA</b>	<b>582.313</b>	<b>55.190</b>	<b>41.362</b>	<b>128.125</b>	<b>(7.533)</b>	<b>799.457</b>	<b>176.674</b>	<b>(52.056)</b>	<b>(95.504)</b>	<b>828.571</b>	<b>192.640</b>	<b>4,3x</b>	<b>183.710</b>	<b>4,5x</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>66,5%</b>	<b>31,2%</b>	<b>41,1%</b>	<b>36,3%</b>	<b>-</b>	<b>53,1%</b>	<b>11,6%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>35,1%</b>	<b>38,3%</b>	<b>-3,2 p.p.</b>	<b>22,0%</b>	<b>13,1 p.p.</b>
Ajustes não recorrentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.798	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>582.313</b>	<b>55.190</b>	<b>41.362</b>	<b>128.125</b>	<b>(7.533)</b>	<b>799.457</b>	<b>176.674</b>	<b>(52.056)</b>	<b>(95.504)</b>	<b>828.571</b>	<b>192.640</b>	<b>4,3x</b>	<b>199.509</b>	<b>4,2x</b>
<b>Margem EBITDA Ajustado</b>	<b>66,5%</b>	<b>31,2%</b>	<b>41,1%</b>	<b>36,3%</b>	<b>-</b>	<b>53,1%</b>	<b>11,6%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>35,1%</b>	<b>38,3%</b>	<b>-3,2 p.p.</b>	<b>23,8%</b>	<b>11,3 p.p.</b>

## Anexo V – Tabela Produção por Polo

Dados de Produção	3T22	4T22	1T23	2T23	JUL 23	AGO 23	SET 23	3T23
Óleo (bbl/dia)	9.101	9.596	18.381	26.157	41.573	35.661	42.881	40.038
Gás (boe/dia)	7.082	7.685	8.074	9.616	10.298	9.583	9.765	9.882
Gás (m³/dia)	1.125.872	1.221.833	1.283.634	1.528.805	1.637.211	1.523.592	1.552.471	1.571.091
<b>Total (boe/dia)</b>	<b>16.183</b>	<b>17.281</b>	<b>26.455</b>	<b>35.773</b>	<b>51.871</b>	<b>45.244</b>	<b>52.645</b>	<b>49.920</b>
<b>Produção referente à 3R (boe/dia)</b>	<b>14.904</b>	<b>15.375</b>	<b>20.691</b>	<b>28.375</b>	<b>43.861</b>	<b>39.944</b>	<b>44.402</b>	<b>42.736</b>
<b>CLUSTER POTIGUAR</b>	<b>3T22</b>	<b>4T22</b>	<b>1T23</b>	<b>2T23</b>	<b>JUL 23</b>	<b>AGO 23</b>	<b>SET 23</b>	<b>3T23</b>
Óleo (bbl/dia)	6.136	4.953	5.073	9.946	23.793	23.055	23.983	23.610
Gás (boe/dia)	1.744	1.546	1.391	1.655	1.958	2.007	2.246	2.071
<b>Total (boe/dia)</b>	<b>7.879</b>	<b>6.499</b>	<b>6.464</b>	<b>11.600</b>	<b>25.751</b>	<b>25.062</b>	<b>26.230</b>	<b>25.681</b>
<b>Produção referente à 3R (boe/dia)</b>	<b>7.130</b>	<b>5.804</b>	<b>5.848</b>	<b>10.872</b>	<b>25.238</b>	<b>24.528</b>	<b>25.645</b>	<b>25.137</b>
<b>POLO MACAU</b>								
Óleo (bbl/dia)	5.013	3.589	3.766	4.503	5.411	5.105	5.844	5.453
Gás (boe/dia)	835	706	631	698	1.089	1.156	1.221	1.155
<b>Total (boe/dia)</b>	<b>5.848</b>	<b>4.295</b>	<b>4.397</b>	<b>5.201</b>	<b>6.500</b>	<b>6.261</b>	<b>7.066</b>	<b>6.609</b>
<b>POLO PESCADA</b>								
Óleo (bbl/dia)	244	229	187	243	158	216	179	184
Gás (boe/dia)	909	840	761	878	632	605	720	652
<b>Total (boe/dia)</b>	<b>1.152</b>	<b>1.069</b>	<b>948</b>	<b>1.121</b>	<b>790</b>	<b>822</b>	<b>899</b>	<b>837</b>
<b>Produção referente à 3R (boe/dia)</b>	<b>403</b>	<b>374</b>	<b>332</b>	<b>392</b>	<b>277</b>	<b>288</b>	<b>315</b>	<b>293</b>
<b>POLO AREIA BRANCA</b>								
Óleo (bbl/dia)	467	489	469	446	476	480	491	482
<b>POLO FAZENDA BELÉM</b>								
Óleo (bbl/dia)	412	647	651	698	752	757	777	762
<b>POLO POTIGUAR</b>								
Óleo (bbl/dia)	-	-	-	4.055	16.996	16.497	16.692	16.728
Gás (boe/dia)	-	-	-	79	238	245	305	263
<b>Total (boe/dia)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.134</b>	<b>17.234</b>	<b>16.742</b>	<b>16.997</b>	<b>16.991</b>
<b>CLUSTER RECÔNCAVO</b>	<b>3T22</b>	<b>4T22</b>	<b>1T23</b>	<b>2T23</b>	<b>JUL 23</b>	<b>AGO 23</b>	<b>SET 23</b>	<b>3T23</b>
Óleo (bbl/dia)	2.861	2.889	3.133	3.022	2.965	3.454	3.462	3.294
Gás (boe/dia)	3.125	3.314	3.895	4.390	4.360	4.117	4.255	4.244
<b>Total (boe/dia)</b>	<b>5.986</b>	<b>6.203</b>	<b>7.028</b>	<b>7.413</b>	<b>7.325</b>	<b>7.572</b>	<b>7.717</b>	<b>7.538</b>
<b>POLO RIO VENTURA</b>								
Óleo (bbl/dia)	1.439	1.403	1.432	1.298	1.496	1.759	1.873	1.709
Gás (boe/dia)	530	1.419	1.485	1.765	1.961	1.817	1.720	1.833
<b>Total (boe/dia)</b>	<b>1.970</b>	<b>2.821</b>	<b>2.918</b>	<b>3.063</b>	<b>3.457</b>	<b>3.575</b>	<b>3.593</b>	<b>3.542</b>
<b>POLO RECÔNCAVO</b>								
Óleo (bbl/dia)	1.421	1.487	1.700	1.724	1.469	1.696	1.589	1.584
Gás (boe/dia)	2.595	1.895	2.410	2.626	2.399	2.301	2.535	2.412
<b>Total (boe/dia)</b>	<b>4.016</b>	<b>3.381</b>	<b>4.110</b>	<b>4.350</b>	<b>3.868</b>	<b>3.996</b>	<b>4.124</b>	<b>3.996</b>
<b>3R OFFSHORE</b>	<b>3T22</b>	<b>4T22</b>	<b>1T23</b>	<b>2T23</b>	<b>JUL 23</b>	<b>AGO 23</b>	<b>SET 23</b>	<b>3T23</b>
Óleo (bbl/dia)	105	1.753	10.175	13.189	14.816	9.151	15.435	13.134
Gás (boe/dia)	2.213	2.826	2.787	3.571	3.979	3.459	3.263	3.567
<b>Total 3R Offshore (boe/dia)</b>	<b>2.318</b>	<b>4.579</b>	<b>12.962</b>	<b>16.759</b>	<b>18.795</b>	<b>12.610</b>	<b>18.699</b>	<b>16.701</b>
<b>Produção referente à 3R (boe/dia)</b>	<b>1.788</b>	<b>3.368</b>	<b>7.814</b>	<b>10.091</b>	<b>11.299</b>	<b>7.844</b>	<b>11.039</b>	<b>10.061</b>
<b>POLO PERÓÁ</b>								
Óleo (bbl/dia)	105	109	125	155	143	133	205	160
Gás (boe/dia)	2.213	2.826	2.787	3.571	3.979	3.459	3.263	3.567
<b>Total (boe/dia)</b>	<b>2.318</b>	<b>2.935</b>	<b>2.912</b>	<b>3.726</b>	<b>4.122</b>	<b>3.592</b>	<b>3.468</b>	<b>3.727</b>
<b>Produção referente à 3R (boe/dia)</b>	<b>1.788</b>	<b>2.494</b>	<b>2.475</b>	<b>3.167</b>	<b>3.504</b>	<b>3.053</b>	<b>2.948</b>	<b>3.168</b>
<b>POLO PAPA TERRA</b>								
<b>Total Óleo (bbl/dia)</b>	<b>-</b>	<b>1.645</b>	<b>10.050</b>	<b>13.034</b>	<b>14.673</b>	<b>9.018</b>	<b>15.230</b>	<b>12.974</b>
<b>Produção referente à 3R (bbl/dia)</b>	<b>-</b>	<b>874</b>	<b>5.339</b>	<b>6.924</b>	<b>7.795</b>	<b>4.791</b>	<b>8.091</b>	<b>6.892</b>