



Informações Trimestrais - ITR
Em 30 de junho de 2023 contendo o Relatório
da Administração e o Relatório dos auditores
independentes sobre a revisão das
informações trimestrais

Mensagem da Administração

Em 09 agosto de 2019, a Companhia iniciava o seu primeiro movimento estratégico em direção da construção de um robusto portfólio de ativos: a assinatura da aquisição do Polo Macau. Nove meses mais tarde, após a aprovação da transferência das concessões pela ANP, a 3R se tornava operadora do seu primeiro conjunto de campos no Rio Grande do Norte, com aproximadamente 5.000 barris de óleo equivalente em produção diária.

Após uma longa jornada por estes quatro anos, que contemplou outras seis aquisições concluídas, listagem da Companhia na bolsa de valores brasileira, emissões de dívida e *equity* e uma intensa colaboração de todas as áreas da Companhia, pudemos anunciar que **a Companhia concluiu a aquisição do Polo Potiguar em junho de 2023 e atingiu no mês subsequente a marca de 43,9 mil barris de óleo equivalente diários produzidos em nosso portfólio, considerando a nossa participação efetiva sobre os ativos.**

No âmbito da aquisição do Polo Potiguar, vale destacar que assumimos as concessões de produção de alguns dos maiores campos de óleo do *onshore* brasileiro, dentre os quais se destacam o Canto do Amaro, o Estreito e o Alto do Rodrigues. Concomitante, sem qualquer tipo de descontinuidade, iniciamos a operação dos ativos de *Mid & Downstream* localizados no Rio Grande do Norte: a Refinaria Clara Camarão, as unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e o Terminal Aquaviário de Uso Privado de Guamaré. Tais ativos permitem uma completa integração logística entre os diversos campos da Bacia Potiguar por meio de uma extensa rede de dutos, interligada à infraestrutura para comercializar óleo cru, gás e produtos refinados de forma independente para as distribuidoras e *trading companies*. **Esta integração e flexibilidade representam algo extremamente raro em ativos de produção em terra na América Latina, que normalmente dependem de terceiros para comercialização de seus produtos e/ou possuem logística por modal rodoviário como estratégia principal de escoamento de óleo.**

Importante também reforçar que os outros ativos da Bacia Potiguar atualmente operados pela Companhia também se beneficiam desta integração: a partir de julho deste ano, cerca de 65% da produção de óleo total do nosso portfólio, que está localizada no Rio Grande do Norte, já vem sendo estocada, refinada e /ou vendida por meio de instalações próprias da 3R.

A evolução do resultado operacional, somada ao avanço das condições comerciais de venda de nossos produtos, suportou um sólido resultado financeiro da Companhia no segundo trimestre de 2023. **Atingimos uma receita recorde de R\$ 837 milhões e um EBITDA ajustado de R\$ 200 milhões, mantendo uma margem saudável, mesmo considerando os resultados consolidados dos setores de *Upstream* e *Mid & Downstream*,** que historicamente possui uma margem menor quando comparada à margem dos ativos de produção de óleo e gás. Quanto ao *lifting cost*, mesmo com o início de operação em diversos ativos nos últimos 12 meses, apresentamos um resultado controlado (US\$ 23,6 por boe), com significativas oportunidades de melhoria a partir de 2024. Vale lembrar que em todas as operações assumidas nos últimos quatro trimestres (Fazenda Belém, Peroá, Papa Terra e Potiguar), há despesas e custos para revitalizar as instalações de coleta, processamento e estocagem, de modo a permitir uma operação mais estável, viabilizar o incremento da produção e finalmente diluir os custos fixos de operação.

Por fim, ainda que tenhamos enfrentado um primeiro semestre marcado por grande volatilidade nos preços de referência do *brent*, entregamos mais um forte resultado, amparado pela evolução operacional e comercial em todos os Clusters (Potiguar, Recôncavo, Papa Terra e Peroá). Com a integração dos maiores ativos de nosso portfólio sob nossa operação, não temos dúvidas de que há muito espaço para melhorar. **Sob a ótica de uma Companhia pautada em valores que refletem o respeito ao meio ambiente, aos nossos colaboradores e prestadores de serviço e às comunidades ao nosso entorno, manteremos a busca incessante por incremento de produção, eficiência operacional e redução de custos por barril.**

Resultados | 2T23

Rio de Janeiro, 08 de agosto de 2023 – A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“3R” ou “Companhia”) (B3: RRRP3) apresenta os resultados referentes ao segundo trimestre de 2023 (“2T23”). 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					
(em milhares de R\$, ressalvas as indicações em contrário)	2T23	2T22	Δ A/A	1T23	Δ T/T
Receita Líquida	836.582	399.624	109,3%	573.698	45,8%
EBITDA Ajustado	199.511	205.796	-3,1%	155.603	28,2%
Margem EBITDA Ajustada	23,8%	51,5%	-27,6p.p.	27,1%	-3,3p.p.
Produção Total¹ (boe/dia)	28.375	10.623	167,1%	20.691	37,1%
Produção Média Diária de óleo (bbl/dia)	19.866	7.872	152,4%	13.530	46,8%
Produção Média Diária de gás (boe/dia)	8.509	2.751	209,3%	7.161	18,8%
Preço médio da venda de óleo (US\$/bbl)	68,5	88,4	-22,5%	63,7	7,5%
Preço médio da venda de gás (US\$/MMbtu)	7,1	8,6	-14,4	8,2	-13,4%
Lifting Cost² (US\$/boe)	23,5	13,6	72,6%	22,4	5,0%

¹ Participação 3R

DESTAQUES DO TRIMESTRE

Plano de negócios definido: integração de operações e execução

- **Portfólio consolidado**, *closing* do Polo Potiguar marca uma etapa importante para a Companhia
- Esforços concentrados em segurança, confiabilidade e **execução operacional**
- **Empresa com enfoque no segmento *upstream***, com ativos integrados e que agregam flexibilidade e oportunidade de geração de valor adicional no segmento *mid & downstream*
- **Aceleração do investimento** e aumento da confiabilidade das instalações e sistemas operacionais já se traduzem em aumento de produção
- **Contratos comerciais em condições mais competitivas** para a Companhia em todos os Clusters de ativos
- **Instalação do Comitê de Sustentabilidade no 2T23** e lançamento do primeiro Relatório de Sustentabilidade programado para o 3T23

Importante ganho de escala e aumento da eficiência operacional

- **Resiliência operacional**: aumento de produção registrado em todos os Clusters de ativos no trimestre
- **Produção média diária foi de 28,3 mil boe no 2T23**, +37% T/T
- **Participação do óleo responde por 70% na produção do 2T23**, ainda com parcial efeito da incorporação do Polo Potiguar, ativo majoritário de óleo

- **Expressiva retomada operacional do Polo Macau**, a partir da gradual melhoria na infraestrutura de produção e menor volatilidade na operação. O ativo registrou aumento **+18,3% na produção T/T**, e +65,5% na produção de óleo em julho, quando comparado com janeiro de 2023
- **3R inicia o 3T23 com produção de 43,9 mil boe/d em julho**, + 16,3% M/M
- **Projetos de robustez de integridade e adequação das instalações de produção** ampliam a confiabilidade dos sistemas e aumenta a eficiência operacional em todos os ativos da Companhia no 2T23
- **Mobilização de novas sodas** auxilia na aceleração das intervenções: reativação de poços, *workover*, *pulling* e perfurações
- **Campanha de perfuração onshore em pleno vapor**, resultados dos primeiros poços em Macau aderentes ao planejamento da Companhia
- **3R inicia operação no segmento de mid & downstream** de forma independente e sem qualquer descontinuidade operacional

Mais um trimestre de sólido resultado financeiro

- **Receita líquida recorde**, R\$ 836,6 milhões registrado no trimestre, +45,8% T/T
- **Renegociação de contratos de óleo na Bahia e em Papa Terra** garantem melhores condições comerciais
- **EBITDA Ajustado registrou R\$ 199,5 milhões no trimestre**, alta de 28,2% T/T, suportando pelo segmento *upstream* e com contribuição positiva do segmento de *mid & downstream* mesmo em 23 dias de operação
- **Margem EBITDA Ajustada do upstream registrou 34,9% no trimestre**, mesmo considerando as despesas de transição e queda de 3,8% do Brent médio do trimestre
- **Lucro líquido de R\$ 79,4 milhões no trimestre**, +4,9x T/T
- **Aceleração do Capex suporta o desenvolvimento da produção com US\$ 42,2 milhões investidos no 2T23**, +29,2% T/T
- **Lifting Cost em patamar controlado, US\$ 23,5/boe no 2T23**, +5,0% T/T, mesmo considerando custos não recorrentes referente ao primeiro mês de operação do Polo Potiguar e parada para reparos em sistemas do Polo Papa Terra

Conferência em Português	Conferência em Inglês
09 de agosto de 2023	09 de agosto de 2023
14:00 (BRT)	1:00 p.m. (US EDT)
Números de Conexão:	Números de Conexão (EUA):
+55 (21) 3958 7888	+1 253 205 0468
+55 (11) 4632 2236	+1 312 626 6799
+55 (11) 4632 2237	+1 301 715 8592
0800 282 5751	833 928 4608
0800 878 3108	833 548 0276
ID do webinar: 832 7194 6935	ID do webinar: 832 7194 6935
Senha: 116137	Senha: 116137
Inscrição: clique aqui	Inscrição: clique aqui

ESG – *Environmental, Social e Governança Corporativa*

A Jornada da Sustentabilidade continua em crescente desenvolvimento, alinhada às diretrizes ESG – *Environmental, Social e Governança Corporativa* – e inserida no plano estratégico da Companhia.

A Companhia planeja para o 3T23 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 englobará as questões de ESG e os indicadores relativos aos principais temas materiais identificados para o negócio. Esse é um marco relevante na evolução da Jornada da Sustentabilidade, pois traz a oportunidade de autoavaliação para um ciclo de melhorias.

Com o compromisso de dar transparência à evolução da Agenda ESG, a Companhia apresenta os principais destaques do 2º trimestre de 2023:

Ambiental

- Realização do workshop Emissários de Guamaré: Aspectos Ambientais e Medidas de Controle de Monitoramento, em Natal/RN. O evento abordou as características operacionais e os controles ambientais relacionados aos emissários submarinos de Guamaré junto ao IDEMA, órgão ambiental do estado do Rio Grande do Norte.
- Participação da programação do meio ambiente em Mossoró, no Rio Grande do Norte, cuja temática 2023 foi "Resíduos Zero, Mossoró Sustentável". As ações foram promovidas em parceria com a Secretaria de Meio Ambiente e contou a participação das universidades UERN e Ufersa, do Projeto Cetáceos da Costa Branca (PCCB) e do Programa BioAção. Dentre as pautas abordadas, destaque para as temáticas de soluções para poluição plástica e oficina de reaproveitamento de materiais reciclados.
- Participação em ações relacionadas ao Dia Mundial do Meio Ambiente, apoiando iniciativas das Secretarias de Meio Ambiente de diversos municípios da Bahia. Dentre as iniciativas promovidas, destaque para os debates e fóruns que discutiram a importância da conscientização, mudança de hábitos e iniciativas sustentáveis para preservar o meio ambiente e promover um futuro mais sustentável. A Companhia participou ainda da Caravana do Plantio, com a plantação de diversas mudas de árvores em diferentes regiões.

Social

- Conclusão da primeira etapa do Projeto de Educação Ambiental (PEA) na Bacia do Recôncavo, com a realização de diálogos comunitários para mapear e identificar as necessidades e potencialidades das comunidades locais sob a ótica da Educação Ambiental. O PEA é um processo educacional, baseado em oficinas e seminários presenciais teórico-práticos, intercâmbios de aprendizagem, análise de casos, resolução de desafios, visitas institucionais, rodas de diálogos, consultoria aplicada e iniciativas locais. Participaram da primeira etapa 40 comunidades e mais de 300 pessoas do entorno das instalações dos Polos Recôncavo e Rio Ventura.
- Na agenda de projetos e iniciativas de fomento à educação e à saúde, a Companhia, além de patrocinadora, esteve presente na final da 1ª Copa Macau de Futsal, reunindo atletas de diferentes categorias e municípios do Estado do Rio Grande do Norte.
- Desenvolvimento de ações do Programa VIV3R, o qual tem o propósito e diretriz de estimular a saúde e o bem-estar dos colaboradores, além de ampliar a integração entre times de diferentes áreas. A Companhia (i) foi patrocinadora do Circuito das Estações nos Estados do Rio de Janeiro e Bahia, (ii) iniciou o projeto semanal

de ginástica laboral na sede e nas bases operacionais, e (iiii) promoveu atividade funcional na Praia de Camapum, no Polo Macau.

Governança

- Instalação do Comitê de Sustentabilidade, com o propósito de assessorar o Conselho de Administração nas diretrizes, estratégias e pautas relacionadas a Agenda ESG;
- Certificação *Great Place to Work* (GPTW) pelo segundo ano consecutivo, classificando a Companhia como uma das melhores empresas para se trabalhar no setor de Óleo e Gás;
- Reconhecimento pela *Institutional Investor* em diversas categorias do ranking *Latin American Executive Team*, no setor de óleo, gás e petroquímicos da América Latina. A Companhia liderou o ranking de todas as categorias do segmento *Small Caps*, além de ter registrado posição destacada no ranking consolidado;
- Pesquisa, conduzida por consultoria especializada independente, de absorção da cultura de integridade corporativa, cujo objetivo foi diagnosticar os pontos positivos e de melhoria do Sistema de Integridade da Companhia, bem como recomendar práticas e estratégias capazes de promover o seu aprimoramento;
- Lançamento da Campanha Contra Assédio, Discriminação e Preconceito, que contou com a disponibilização de guia explicativo, treinamentos e ações de conscientização em diferentes bases operacionais da Companhia;
- Revisão e atualização da Política de Negociação de Valores Mobiliários da Companhia;
- Atualização de normativos relacionados à segurança da informação e a proteção de dados pessoais, com a finalidade de refinar e aprofundar as regras internas, bem como se manter atualizado junto à LGPD.

Portfólio 3R

O portfólio da Companhia é distribuído em quatro grandes ativos, localizados em diferentes bacias sedimentares:

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



A formação de clusters de ativos e a exposição a produção de óleo e de gás 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 fornecedores e prestadores de serviços), bem como o aumento da escala dos produtos comercializados. Adicionalmente, cabe ressaltar que a produção de gás, além de fonte de monetização, é importante insumo para o desenvolvimento de produção de óleo do próprio portfólio.

No encerramento do segundo 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.

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

Em termos de reservas certificadas, segundo relatório independente emitido pela DeGolyer and MacNaughton, data base 31 de dezembro de 2022, o portfólio *upstream* da Companhia conta com 516 milhões de barris de óleo equivalente (boe) em reservas 2P (provadas + prováveis), dos quais 367 milhões de boe (ou 71%) são reservas provadas (1P) e ainda 32% das reservas 2P são classificadas como reservas provadas desenvolvidas em produção (PDP), o que demonstra um menor risco de execução. Do total de reservas 2P, 88% representam 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 e que iniciaram operação em 08 de junho de 2023, as quais se destacam: (i) a Refinaria Clara Camarão, com capacidade de processamento para aproximadamente 40 mil barris de óleo por dia, (ii) o Terminal Aquaviário de Guamaré, com alta capacidade de tancagem e com monoboias que permitem a exportação, importação e cabotagem de petróleo cru e produtos refinados, e (iii) as Unidades de Processamento de Gás Natural de Guamaré, com capacidade para processamento de aproximadamente 1,8 milhões de m³ 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 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 Guararé e permite melhor desenvolvimento da estratégia comercial, e (iv) gera oportunidade de criação de novos mercados de derivados, localmente e em outras regiões, a partir do terminal aquaviário.



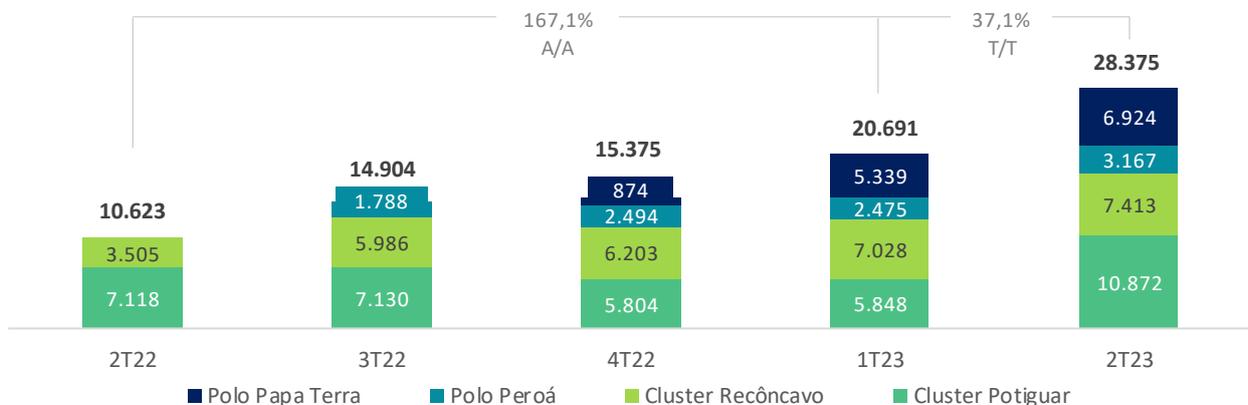
Desempenho Operacional

Upstream

O segundo trimestre de 2023 registrou mais um recorde operacional da Companhia, marcando o décimo trimestre seguido com aumento de produção em relação ao trimestre anterior. **A produção média atingiu 28.375 barris de óleo equivalente por dia (boe/d) no 2T23, expressivo incremento de 167,1% em termos anuais (A/A) e de 37,1% 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, (ii) os 91 dias corridos do trimestre, e (iii) desconsidera o volume de gás produzido, mas não comercializado, nos Polos Areia Branca, Fazenda Belém e Papa Terra.

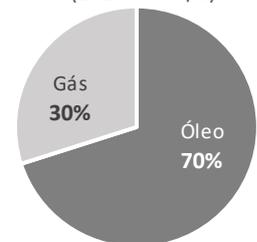
Produção Total por Cluster

Participação 3R | boe/d



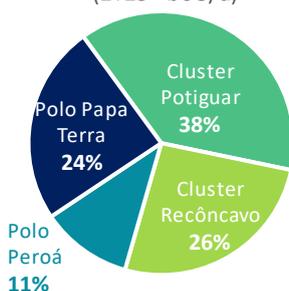
No 2T23, a produção média diária de óleo alcançou 19.866 barris (bbl/d), aumento de 152,4% A/A e 46,8% T/T, representando 70,0% da produção média trimestral. Esse desempenho é explicado: (i) pela incorporação do Polo Potiguar ao portfólio, a partir de 08 de junho de 2023, e (ii) pela evolução operacional registrada no Cluster Potiguar e na 3R Offshore, principalmente suportados pela evolução da produção de óleo nos Polos Macau, +19,6% T/T, e Papa Terra, +29,7% T/T.

Perfil da Produção (2T23 - boe/d)



A produção média diária de gás atingiu patamar de 8.509 boe (1.353 mil m³) no 2T23, crescimento de 209,3% A/A e 18,8% T/T, o que corresponde a 30,0% da produção média do período. Esse desempenho é decorrente da consistente evolução da produção de gás em todos os Clusters, especialmente no Polo Peroá, +28,1% T/T, e no Cluster Recôncavo, +12,7% T/T.

Produção por Cluster (2T23 - boe/d)



Cabe mencionar que do volume de gás produzido no Cluster Recôncavo, aproximadamente 33,9% são consumidos na operação e/ou reinjetado no reservatório.

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 38,3% da produção média do trimestre, enquanto o Cluster Recôncavo, composto pelos Polos Rio Ventura e Recôncavo, respondeu por 26,1%. A parcela complementar de 35,6% reflete a participação da 3R Offshore, representado pelos Polos Peroá, 11,2%, e Papa Terra, 24,4%.

A Companhia reitera que o perfil de produção do portfólio está sendo normalizado gradualmente, com crescente participação de óleo e que deverá atingir cerca de 80% da produção consolidada com a completa integração do Polo Potiguar. **No segundo trimestre, a participação de óleo cresceu 4,6 p.p.**, atingindo 70,0%. Esta evolução é explicada:

- (i) pela incorporação do Polo Potiguar em 08 de junho de 2023, ativo concentrado em produção de óleo;
- (ii) pela aceleração da produção de óleo no Cluster Potiguar e na 3R Offshore, impulsionados pelos Polos Macau e Papa Terra, respectivamente; e
- (iii) parcialmente compensado pela evolução da produção de gás no Cluster Recôncavo e no Polo Peroá.

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	2T22	3T22	4T22	1T23	ABR 23	MAI 23	JUN 23	2T23
Óleo (bbl/dia)	8.048	9.101	9.596	18.381	25.563	17.329	35.579	26.157
Gás (boe/dia)	3.345	7.082	7.685	8.074	8.510	10.349	9.988	9.616
Gás (m ³ /dia)	531.815	1.125.872	1.221.833	1.283.634	1.353.003	1.645.394	1.588.019	1.528.805
Total (boe/dia)	11.393	16.183	17.281	26.455	34.073	27.678	45.567	35.773
Produção referente à 3R (boe/dia)	10.623	14.904	15.375	20.691	25.002	22.405	37.719	28.375

CLUSTER POTIGUAR	2T22	3T22	4T22	1T23	ABR 23	MAI 23	JUN 23	2T23
Óleo (bbl/dia)	6.049	6.136	4.953	5.073	5.465	5.886	18.487	9.946
Gás (boe/dia)	1.839	1.744	1.546	1.391	1.442	1.650	1.872	1.655
Total (boe/dia)	7.888	7.879	6.499	6.464	6.906	7.536	20.359	11.601
Produção referente à 3R (boe/dia)	7.118	7.130	5.804	5.848	6.242	6.740	19.633	10.872

CLUSTER RECÔNCAVO	2T22	3T22	4T22	1T23	ABR 23	MAI 23	JUN 23	2T23
Óleo (bbl/dia)	1.999	2.861	2.889	3.133	3.046	3.087	2.934	3.022
Gás (boe/dia)	1.506	3.125	3.314	3.895	3.963	4.617	4.591	4.390
Total (boe/dia)	3.505	5.986	6.203	7.028	7.009	7.705	7.525	7.413

3R OFFSHORE	2T22	3T22	4T22	1T23	ABR 23	MAI 23	JUN 23	2T23
Óleo (bbl/dia)	-	105	1.753	10.175	17.052	8.355	14.158	13.189
Gás (boe/dia)	-	2.213	2.826	2.787	3.105	4.082	3.526	3.571
Total 3R Offshore (boe/dia)	-	2.318	4.579	12.962	20.157	12.437	17.684	16.759
Produção referente à 3R (boe/dia)	-	1.788	3.368	7.814	11.751	7.960	10.562	10.091

POLO PEROÁ	2T22	3T22	4T22	1T23	ABR 23	MAI 23	JUN 23	2T23
Óleo (bbl/dia)	-	105	109	125	164	164	137	155
Gás (boe/dia)	-	2.213	2.826	2.787	3.105	4.082	3.526	3.571
Total (boe/dia)	-	2.318	2.935	2.912	3.269	4.246	3.663	3.726
Produção referente à 3R (boe/dia)	-	1.788	2.494	2.475	2.779	3.609	3.113	3.167

POLO PAPA TERRA	2T22	3T22	4T22	1T23	ABR 23	MAI 23	JUN 23	2T23
Total Óleo (bbl/dia)	-	-	1.645	10.050	16.888	8.191	14.021	13.034
Produção referente à 3R (bbl/dia)	-	-	874	5.339	8.972	4.352	7.449	6.924

* 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.

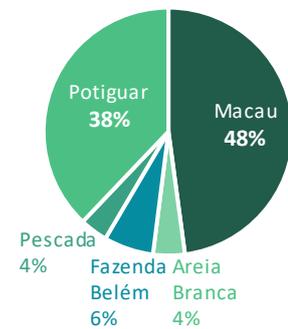
* No 2T23, aproximadamente 33,9% do gás produzido no Cluster Recôncavo é consumido na operação e/ou reinjetado nos reservatórios.

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. A Companhia aguarda a conclusão do processo de transição operacional do Polo Pescada para assumir as operações do ativo e incorporar a parcela remanescente de 65% ao resultado.

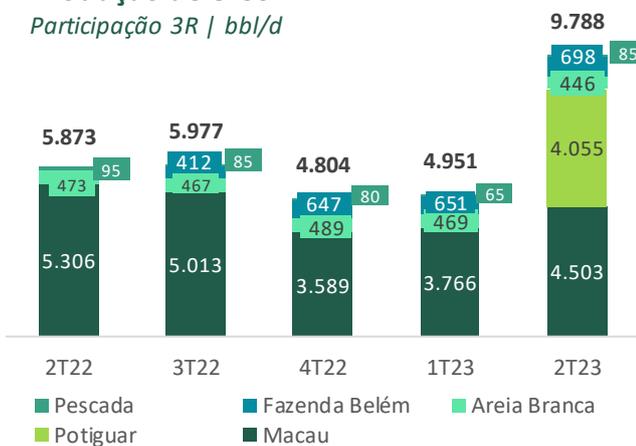
No 2T23, o Cluster Potiguar registrou 10.872 boe/d, crescimento de 52,7% A/A e 85,9% T/T. A produção média de óleo atingiu 9.788 bbl/d, aumento de 66,7% A/A e 97,7% T/T, e representou 90,0% da produção do Cluster no trimestre. A produção média diária de gás foi de 1.084 boe (172 mil m³), queda de 13,0% A/A e alta de 20,8% T/T. A produção total no trimestre foi de 890,7 mil barris de óleo e 15.679 mil m³ de gás, totalizando 989,3 mil barris de óleo equivalente.

Produção do Cluster
(boe/d)



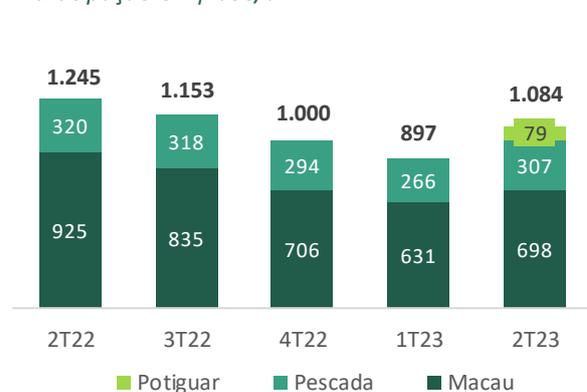
Produção de Óleo

Participação 3R | bbl/d



Produção de Gás

Participação 3R | boe/d



* 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 refere-se apenas aos 23 dias de operação pela 3R no 2T23.

O desempenho operacional do Cluster Potiguar no 2T23 é resultado, principalmente: (i) da incorporação do Polo Potiguar a partir de 08 de junho de 2023; (ii) da contínua evolução da performance do Polo Macau, +18,3% boe/d T/T, a partir: (a) dos graduais reparos e ajustes da infraestrutura de produção, (b) da conexão de poços reativados e perfurados à malha de produção, (c) de resultados positivos em intervenções em poços, como *workovers* e *pulling*, e (d) parcialmente compensado por intervenções em instalações de produção, que ainda geram volatilidade na dinâmica operacional do ativo; (iii) pela melhora de produção no Polo Fazenda Belém, em razão de reativação de poços e ampliação da infraestrutura de produção; e (iv) pela positiva contribuição do Polo Pesca da, este último ainda operado pela Petrobras.

As atividades realizadas no Cluster Potiguar, ao longo do trimestre, foram suportadas por dez sondas de *workover/pulling* e uma sonda de perfuração (duas novas sondas de perfuração iniciaram campanha no Polo Areia Branca em julho de 2023). Dentre as principais atividades realizadas no trimestre, destaque para: (i) 46 *workovers*, (ii) 10 *pullings*, (iii) 11 reativações e (iv) 08 perfurações de poços.

Em relação à Campanha de perfuração em curso no Polo Macau e a iniciada em julho de 2023 no Polo Areia Branca, a Companhia destaca as bem-sucedidas intervenções, com redução gradativa do tempo de perfuração, completação e conexão à malha de produção. Adicionalmente, é importante ressaltar que a

resposta dos novos poços está bastante aderente ao planejamento e ao orçamento programado para a campanha.

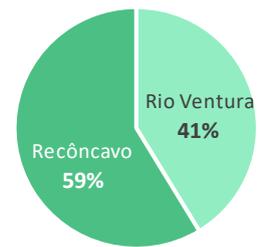
Por fim, a Companhia destaca que, ao assumir as operações no Polo Potiguar, iniciou intervenções (reativações, *pulling* e *workover*) com a utilização de sondas no ativo. O planejamento bem executado para disponibilização dos equipamentos concomitante ao *closing* explica parte da performance operacional positiva no ativo desde que a Companhia assumiu a gestão.

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 2T23, o Cluster Recôncavo registrou **7.413 boe/d**, aumento de 111,5% A/A e 5,5% T/T. A produção média de óleo atingiu **3.022 bbl/d**, +51,2% A/A e -3,5% T/T, e representou **40,8%** da produção do Cluster no 2T23. A produção média diária de gás foi de **4.390 boe (698 mil m³)**, +191,5% A/A e +12,7% T/T. A produção total no trimestre foi de 275,0 mil barris de óleo e 63.521 mil m³ de gás, totalizando 674,6 mil barris de óleo equivalente.

Produção do Cluster
(boe/d)



Produção de Óleo

Participação 3R | bbl/d



Produção de Gás

Participação 3R | boe/d



O desempenho operacional do Cluster Recôncavo no 2T23 é explicado, principalmente: (i) pela aceleração da produção de gás, alinhado à maior demanda na região, (ii) por intervenções com sonda, principalmente reativação de poços, *workover* e *pulling* realizados nos ativos, e (iii) por atividades de manutenção preventiva e corretiva, que causaram volatilidade na produção de óleo.

As atividades realizadas no Cluster Recôncavo, ao longo do trimestre, foram suportadas por cinco sondas de *workover/pulling*. Dentre as principais atividades realizadas no trimestre, destaque para: (i) 19 *workovers*, (ii) 14 *pulling*, e (iii) 5 reativações de poços.

Por fim, a Companhia ressalta que do volume total de gás natural produzido no Polo Recôncavo, 2.626 boe/d (417 mil m³/d), no 2T23, aproximadamente 57% foi reinjetado nos reservatórios ou utilizado em métodos de elevação. Tal estratégia é utilizada como recuperação secundária, no intuito de manter o reservatório pressurizado.

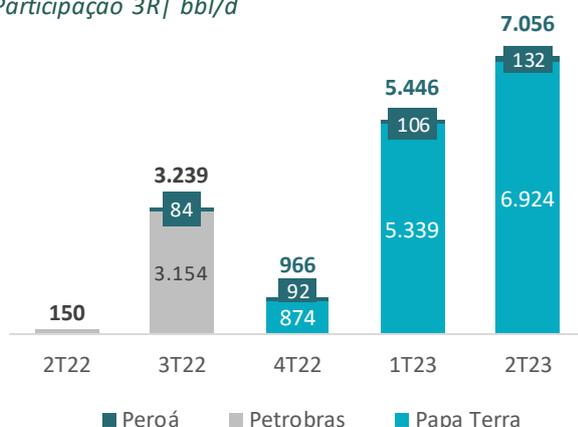
3R Offshore

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 segundo trimestre de 2023, considerando a participação da Companhia, a 3R Offshore registrou 10.091 boe/d, +29,1% T/T. A produção média de óleo atingiu 7.056 bbl/d, aumento de 29,6% T/T, e representou 69,9% da produção do Cluster no 2T23. A produção média diária de gás foi de 3.035¹ boe (483 mil m³), crescimento de 28,1% T/T. A produção total no trimestre foi de 642,1 mil barris de óleo e 43.912 mil m³ de gás, totalizando 918,3 mil barris de óleo equivalente.

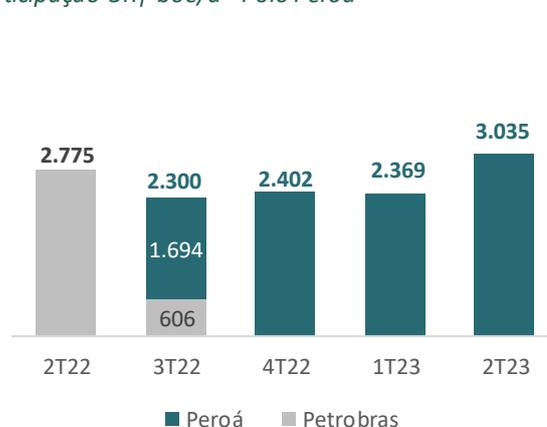
Produção Total de Óleo

Participação 3R | bbl/d



Produção Total de Gás

Participação 3R | boe/d - Polo Peroá



O desempenho operacional da 3R Offshore é justificado, principalmente: (i) pela maior eficiência operacional registrada no Polo Papa Terra, comparado ao trimestre anterior, (ii) pelo aumento da produção de gás no Polo Peroá, função da maior demanda no âmbito do contrato de *take or pay*, e (iii) parcialmente compensado por uma interrupção temporária de produção no Polo Papa Terra durante o mês de maio, relacionado ao reparo no mangote flexível utilizado nas operações de *offloading*, concomitante ao atingimento do limite de tancagem da plataforma 3R-3.

No trimestre, a 3R Offshore realizou operações de *offloading* (transferência de óleo estocado para navios aliviadores) no Polo Papa Terra que somaram 678 mil barris de óleo, volume esse integralmente faturado pela subsidiária 3R Offshore.

Campanha de recuperação de integridade: ainda que as unidades 3R-2 (TLWP) e 3R-3 (FPSO) possuam ampla capacidade instalada, diversas atividades de manutenção e inspeção preventivas e programadas não foram realizadas pelo antigo operador. Dessa forma, desde que assumiu a operação do ativo, em dezembro de 2022, a Companhia implementa uma ampla campanha de manutenção e recuperação de integridade de equipamentos e sistemas operacionais, de forma a reparar os sistemas essenciais e suas redundâncias, bem como aumentar a segurança e confiabilidade operacional das instalações de produção.

No primeiro semestre de operação, a Companhia realizou manutenções corretivas, ainda parciais, nos principais sistemas das plataformas, com destaque para os sistemas de geração de energia, *offloading*,

¹ Desconsidera a produção de gás do Polo Papa Terra, totalmente consumida nas operações e/ou reinjetada no reservatório.

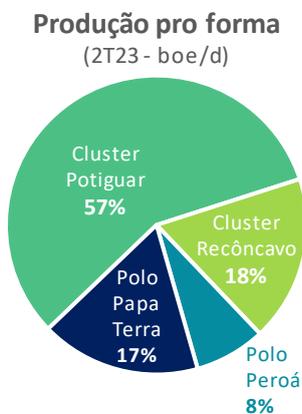
compressão de gás e caldeiras, de forma a ampliar a segurança e confiabilidade, além de aumentar a eficiência operacional. Nos 12 meses que antecederam ao *closing* do ativo, a eficiência operacional do antigo operador foi na ordem de 22%, enquanto nos sete primeiros meses de operação sob gestão 3R, esse indicador registrou 57% de eficiência.

Ainda que tenha havido um importante ganho de eficiência até o encerramento do 2T23, a Companhia possui intervenções planejadas para o segundo semestre de 2023 que podem elevar a eficiência operacional para um intervalo entre 70 e 80%. Após as paradas de manutenção programadas para o primeiro trimestre 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%.

Em julho de 2023, a Companhia concluiu a primeira fase de liberação de tancagem adicional da plataforma 3R-3, aumentando a capacidade de estoque de óleo, e conseqüentemente, podendo administrar com maior tempo as operações de *offloading*. Essa é uma importante etapa no processo de revitalização das instalações do ativo, na medida que adiciona flexibilidade operacional, bem como, gera oportunidades de conexão de novos poços, bem como melhora a monetização da produção, ao se vender cargas maiores, com maior eficiência logística.

Portfólio *Upstream* Pro Forma

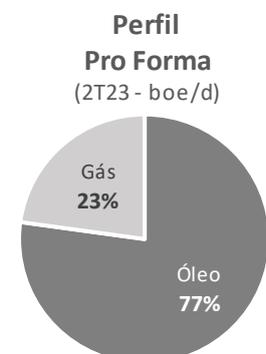
O portfólio pro forma da Companhia registrou produção média diária de 41.500 boe no 2T23, +23,2% A/A e + 6,5% T/T. Esse dado leva em consideração a participação da Companhia nos 9 ativos que compõem o seu portfólio e o volume de produção registrado em todo o trimestre, independente do operador do ativo.



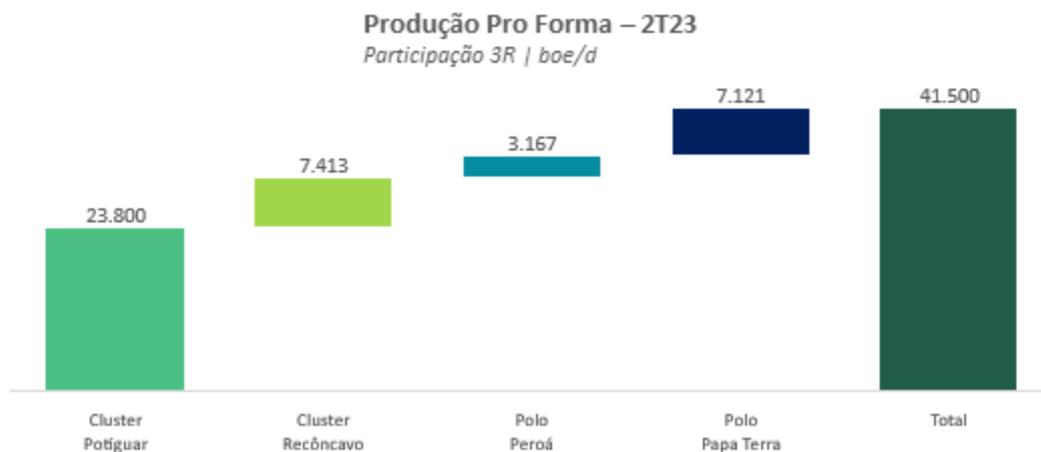
O desempenho do 2T23 é justificado, principalmente: (i) pela maior eficiência operacional registrada no Polo Papa Terra, conforme acima mencionado, (ii) pela contínua evolução da produção no Cluster Recôncavo, (iii) pela expressiva melhora da produção no Polo Macau, e (iv) parcialmente compensado pelo declínio de produção registrado no Polo Potiguar, enquanto gerido pelo antigo operador.

No âmbito geográfico, o Cluster Potiguar, composto pelos Polos Potiguar, Macau, Areia Branca, Fazenda Belém, Pescada representou 57,3% da produção no 2T23, enquanto o Cluster Recôncavo, composto pelos Polos Rio Ventura e Recôncavo, respondeu por 17,9%. A parcela complementar de 24,8% reflete a participação da 3R Offshore, representado pelos Polos Peroá e Papa Terra.

Em relação ao perfil, a produção de óleo representou 77,2% da produção do total do portfólio pro forma no 2T23, 32.046 bbl/d, enquanto a produção de gás registrou média diária de 9.454 boe/d (1.503 mil m³/d), 22,8% de participação no trimestre.



Em termos comparativos, os ativos cujos resultados já são contabilizados pela Companhia responderam por 68,4% do portfólio pro forma no trimestre, o que evidencia o grande salto de produção a ser incorporado aos resultados da Companhia, a partir do próximo trimestre, principalmente após o *closing* do Polo Potiguar, ocorrido em 08 de junho de 2023.



Mid & Downstream

A Companhia iniciou suas atividades no segmento *mid & downstream* a partir de 08 de junho de 2023, ao concluir a aquisição do Polo Potiguar e assumir a operação da Refinaria Clara Camarão, das Unidades de Processamento de Gás Natural, do Terminal Aquaviário, bem como outras instalações presentes no Ativo Industrial de Guimarães, como as estações de tratamento de óleo e água e o parque de tancagem com alta capacidade de armazenamento para óleo e derivados.

Nos 23 dias de operação no segundo trimestre, a Companhia se orgulha de ter dado sequência às atividades de *mid & downstream* sem qualquer descontinuidade operacional, com destaque para: (i) a produção de derivados e o suprimento dos volumes contratados pelas distribuidoras, garantindo o abastecimento do mercado local, (ii) o recebimento ininterrupto da produção de óleo e gás natural da Bacia Potiguar e transportada (por oleoduto e modal rodoviário) para o Ativo Industrial de Guimarães, e (iii) a importação de insumos e exportação de derivados através do Terminal Aquaviário de Guimarães.

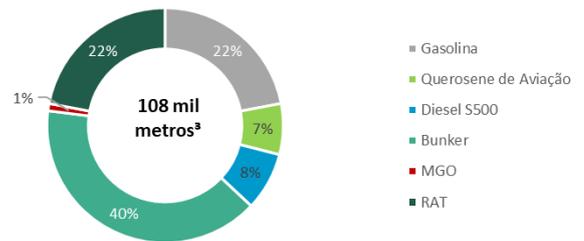
Em paralelo à rotina de operação no novo segmento, a Companhia aprofundou atividades de avaliação das instalações de *mid & downstream*, de forma a ter um diagnóstico completo da integridade dos sistemas que compõem a infraestrutura. A capacidade atualmente instalada é ampla e integra totalmente os segmentos de *upstream* e *mid & downstream* na Bacia Potiguar, sendo esse um grande diferencial competitivo para a Companhia.

Na medida que as instalações estejam em condições ideais de manutenção e capacidade, a Companhia adiciona relevante flexibilidade comercial e independência na comercialização de sua produção e seus produtos, criando alternativas de monetização no mercado doméstico local, bem como acessando outros mercados através do terminal aquaviário, seja no Brasil ou no exterior.

No período de operação no 2T23, a Companhia destaca o mix de produtos vendidos pelo segmento de *mid & downstream*:

Por fim, a Companhia destaca que os primeiros 23 dias de operação não são uma *proxy* perfeita para a performance das atividades do segmento de *mid & downstream*, considerando que nesse período, além dos desafios operacionais de assumir novos ativos e segmento, a Companhia precisou encontrar alternativas de curto prazo para honrar contratos e garantir o abastecimento do mercado local. Adicionalmente, estudos encontram-se em curso sobre oportunidades a serem desenvolvidas, como por exemplo atividades de *trading* de derivados, a partir do uso do terminal aquaviário, e desenvolvimento de novos mercados, como por exemplo o de bunker.

Produtos Derivados Vendidos
2T23



Comercialização

Cluster Potiguar

A produção de petróleo dos Polos Potiguar, Macau, Areia Branca e Pescada atualmente é vendida para a Refinaria Clara Camarão, pertencente à própria 3R. O volume de produção é entregue através de oleodutos disponíveis na região, pertencentes à Companhia, e/ou via transporte rodoviário (carretas). Os contratos são na modalidade *take or pay* e tomam como referência o preço do petróleo tipo Brent.

A produção de petróleo do Polo Fazenda Belém, ativo onshore localizado no Estado do Ceará, é vendida através de contrato *take or pay* junto a Refinaria Lubnor. A logística de venda é feita através do transporte por carretas, com logística custeada pelo comprador e as condições comerciais de venda tomam como referência o preço do petróleo tipo Brent.

Cabe destacar que a Companhia possui ampla flexibilidade na Bacia Potiguar, na medida que pode canalizar toda a produção para a Refinaria Clara Camarão e/ou acessando outros mercados e clientes através do Terminal Aquaviário de Guamaré, ambas alternativas de forma independente, sem necessidade de acessar ou utilizar a infraestrutura de terceiros.

No 2T23, os contratos de venda de petróleo do Cluster Potiguar registraram desconto médio de US\$ 4,7 por barril. O resultado do trimestre reflete, em boa parte, a precificação realizada até o *closing* do Polo Potiguar, em 08 de junho de 2023, quando a Companhia sucedeu a Petrobras na gestão e operação do ativo.

A produção de gás dos Polos Potiguar, Macau e Pescada é vendida na Unidade de Processamento de Gás Natural de Guamaré, atualmente pertencente à Companhia, e localizada no Ativo Industrial de Guamaré. Os contratos de venda utilizam preço de transferência interno, gerencial, para molécula de gás, por se tratar de transação entre subsidiárias da Companhia.

O gás recebido no ativo industrial de Guamaré é utilizado na geração de vapor para consumo próprio e em transações *intercompany*, onde há o consumo de gás no processo de revitalização de óleo.

No 2T23, o preço de venda da molécula de gás aferiu US\$ 4,0 por MMBTU, já com reflexos do efeito preço de transferência entre subsidiárias da Companhia.

Cluster Recôncavo

Os ativos do Cluster Recôncavo, Polos Rio Ventura e Recôncavo, vendem petróleo cru para refinarias privadas, localizadas no Estado da Bahia, a partir de contratos *take or pay*, com entrega através de oleodutos e/ou transporte por carretas. A Petrobras também é um tradicional cliente na região, historicamente foi o principal consumidor do petróleo cru do Cluster Recôncavo, e atualmente consome volumes em condições spot.

No 2T23 os contratos de venda de petróleo do Cluster Recôncavo registraram desconto médio de US\$ 2,7 por barril, tomando como referência o preço do petróleo tipo Brent, expressiva melhora na monetização quando comparado aos trimestres anteriores. Para o 3T23, a Companhia negocia condições ainda mais competitivas de venda junto às refinarias privadas.

Em relação a produção de gás natural, o Cluster Recôncavo vende o gás seco para distribuidora local, BahiaGás, após tratamento na Unidade de Processamento de Gás Natural de Catu (UPGC), pertencente à Petrobras. O contrato prevê o preço de venda da molécula de gás a US\$ 4,5 + 2% do Brent por MMBTU, sendo os custos de transporte e processamento integralmente reembolsados pelo comprador.

Adicionalmente, a Companhia vende gás úmido no mercado spot, 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.

No 2T23, o preço de venda da molécula de gás aferiu US\$ 9,3 por MMBTU. Vale ressaltar que o preço de venda embute o reembolso do custo de processamento e transporte do gás vendido.

Polo Peroá

O Polo Peroá, até o encerramento do segundo trimestre de 2023, vendia o gás natural e o óleo condensado produzidos no ativo para a Petrobras, na Unidade de Processamento de Gás Natural de Cacimbas (UTGC). O gás natural era vendido ao preço de 8,2% do Brent por MMBTU, enquanto o óleo condensado era vendido ao preço de referência do Brent, descontado dos custos de processamento do gás úmido. No 2T23, o preço de venda da molécula de gás aferiu US\$ 6,6 por MMBTU.

Em julho de 2023, a Companhia, através da subsidiária 3R Offshore, firmou contrato junto a Petrobras para acesso e processamento do gás natural na UTGC, mediante pagamento de tarifa de tratamento. Concomitantemente, a subsidiária assinou contrato com a distribuidora do Espírito Santo, ES Gás, para venda do gás do Polo Peroá. O contrato tem vigência até dezembro de 2025 e prevê um volume firme diário de 400 mil m³ de gás, sendo que o volume excedente de produção ao compromisso poderá ser negociado entre as partes e/ou ofertado no mercado livre de gás natural. O contrato prevê o preço de venda da molécula de gás a 13,5% do Brent por MMBTU, sendo o preço líquido, pós processamento e transporte, na ordem de 11,5% do Brent por MMBTU.

Polo Papa Terra

O Polo Papa Terra vende sua produção de petróleo diretamente na plataforma 3R-3 (FPSO) e escoar através de navios aliviadores, cuja logística é de integral responsabilidade do comprador, modalidade *free on board* (FOB). Atualmente, a Petrobras é a compradora do petróleo do Polo Papa Terra, sendo as condições de venda negociadas em lotes periódicos, levando em consideração as condições de mercado.

No 2T23, as condições comerciais de venda de petróleo do ativo melhoraram substancialmente, considerando que no 1T23, parte relevante do *offload* fora vendido em parâmetros estabelecidos no contrato de compra e venda do ativo, desconsiderando condições correntes de mercado. O desconto sobre o Brent no 2T23 foi de US\$ 15,4 por barril.

Cabe destacar que, na medida que a Companhia adiciona flexibilidade operacional no ativo, com o aumento da capacidade de tancagem da plataforma 3R-3 e menor volatilidade nos sistemas de produção, novas oportunidades de monetização podem ser exploradas pela Companhia, como a venda de cargas maiores, com melhores condições logísticas, bem como o atendimento de demandas spots de outros potenciais compradores ao redor do mundo.

Desempenho Financeiro

A Companhia apresenta a demonstração de resultado consolidada referente ao segundo 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.

A partir desse trimestre, a Companhia detalha os segmentos *upstream* e *mid-downstream* de forma apartada, de modo a disponibilizar uma visão segregada 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 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. 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 estas 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 no custo dos produtos vendidos (CPV) difere do montante de eliminação aferido na receita líquida, na medida que parte dos insumos adquiridos pelo segmento *mid & downstream* (comprados do segmento *upstream*) não foram vendidos no trimestre e foram registrados no estoque do segmento.

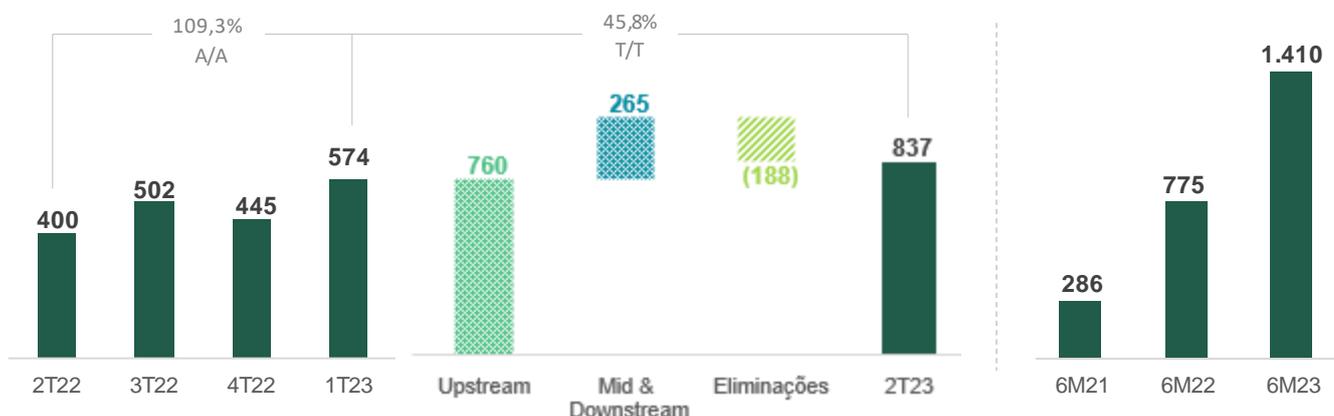
Demonstração de Resultado	Upstream	Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	2T23	2T22		1T23	
					3R	3R	Δ A/A	3R	Δ T/T
<i>Em milhares de reais</i>									
Receita Líquida	759.763	264.503	-	(187.684)	836.582	399.624	109,3%	573.698	45,8%
Custo do Produto Vendido	(516.314)	(246.901)	-	165.332	(597.883)	(127.772)	4,7x	(369.513)	61,8%
Royalties	(61.890)	-	-	-	(61.890)	(27.685)	123,6%	(41.619)	48,7%
Lucro Bruto	243.449	17.602	-	(22.352)	238.699	271.852	-12,2%	204.185	16,9%
Despesas G&A	(59.219)	(9.010)	(52.605)	6	(120.828)	(85.358)	41,6%	(109.884)	10,0%
Outras receitas e despesas operacionais	(37.761)	(4.989)	(214)	-	(42.964)	(19.851)	116,4%	(21.624)	98,7%
Lucro Operacional	146.469	3.603	(52.819)	(22.346)	74.907	166.643	-55,0%	72.677	3,1%
Resultado Financeiro Líquido	38.253	7	(12.942)	-	25.318	(132.063)	-	(18.179)	-
Receita Financeira	186.113	7	55.435	(27.759)	213.796	65.772	3,3x	135.313	58,0%
Despesa Financeira	(147.860)	-	(68.377)	27.759	(188.478)	(197.835)	-4,7%	(153.492)	22,8%
Resultado antes de impostos	184.722	3.610	(65.761)	(22.346)	100.225	34.580	2,9x	54.498	83,9%
Imposto de renda e contribuição social	(22.159)	-	-	1.322	(20.837)	(2.492)	8,4x	(38.395)	-45,7%
Lucro Líquido	162.563	3.610	(65.761)	(21.024)	79.388	32.088	147,4%	16.103	4,9x
Imposto de renda e contribuição social	(22.159)	-	-	1.322	(20.837)	(2.492)	8,4x	(38.395)	-45,7%
Resultado Financeiro Líquido	38.253	7	(12.942)	-	25.318	(132.063)	-	(18.179)	-
Depreciação e Amortização	(89.637)	-	-	(3.888)	(93.525)	(28.453)	3,3x	(68.129)	37,3%
Depreciação e Amortização G&A	(13.215)	(79)	(1.973)	(14)	(15.281)	(5.606)	2,7x	(14.797)	3,3%
EBITDA	249.321	3.682	(50.846)	(18.444)	183.713	200.702	-8,5%	155.603	18,1%
Ajustes não recorrentes	15.798	-	-	-	15.798	5.094	3,1x	-	-
EBITDA Ajustado	265.119	3.682	(50.846)	(18.444)	199.511	205.796	-3,1%	155.603	28,2%

Receita Líquida

A receita líquida consolidada somou R\$ 836,6 milhões no segundo trimestre, crescimento de 109,3% A/A e 45,8% T/T. Esse resultado reflete: (i) R\$ 759,8 milhões atribuído ao segmento de *upstream*, o qual contempla a venda efetiva de petróleo e gás natural para terceiros e subsidiárias do Grupo 3R, bem como o registro de receita gerencial de óleo dos campos localizados na subsidiária 3R Potiguar (Polo Potiguar), que foram internamente transferidos para o segmento de *mid & downstream* da subsidiária, (ii) R\$ 264,5 milhões referente ao segmento de *mid & downstream*, atividades de refino, processamento e venda de derivados de petróleo e gás natural, e (iii) R\$ 187,7 milhões em eliminações intragrupo, venda de produtos e/ou prestação de serviços entre empresas do Grupo 3R.

No primeiro semestre de 2023, a receita líquida consolidada da Companhia acumulou R\$ 1.410,3 milhões, +82,0% A/A, sendo: (i) R\$ 1.337,1 milhões referente ao segmento *upstream*, (ii) R\$ 264,5 milhões referente ao segmento de *mid & downstream*, e (iii) R\$ 191,4 milhões em eliminações intragrupo.

Receita Líquida (R\$ milhões)



O segmento de *upstream* registrou receita líquida de R\$ 759,8 milhões no 2T23, alta de 90,1% A/A e 32,4% T/T. Esse resultado é justificado, principalmente: (i) pela incorporação do Polo Potiguar a partir de 08 de junho de 2023, (ii) pelo positivo desempenho operacional do portfólio, com consequente aumento de produção em todos os Clusters no trimestre, (iii) pela renegociação de contratos de óleo no Cluster Recôncavo e no Polo Papa Terra, com melhora da monetização suportada por menores descontos ao preço de referência, e, parcialmente compensado, (iv) pelo efeito do *Brent* médio mais baixo, -3,8% T/T, e (v) pelo câmbio médio (dólar americano) mais depreciado, -4,8% T/T.

No trimestre, a Companhia realizou a venda de 1.447 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 68,8/bbl, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos, e 3.743 milhões de BTU de gás natural a um preço médio de US\$ 7,1/Mmbtu. No total, a venda de óleo e gás natural no trimestre alcançou 2.072 mil barris de óleo equivalente.

Faturamento	Cluster Potiguar	Cluster Recôncavo	Peroá 100%	Papa Terra 62,5%	2T23
Óleo (mil bbl)	514,6	240,8	14,1	677,8	1.447,3
Gás (milhões m ³)	13,1	34,6	51,5	-	99,3
Total (mil boe)	597,2	458,7	338,1	677,8	2.071,8
Preço médio da venda de óleo (US\$/bbl)	73,3	75,3	58,4	62,6	68,5
Preço médio da venda de gás (US\$/MMbtu)	4,0	9,3	6,6	-	7,1

* O preço médio de venda de gás do Cluster Recôncavo inclui valores relacionados ao processamento e transporte de gás que são reembolsados pelo cliente.

* O preço de venda de gás natural registrado no Cluster Potiguar considera um valor de transferência entre empresas do Grupo 3R, refletindo o repasse do gás dos Polos Macau e Pescada para o segmento *mid & downstream* a partir de 08 de junho de 2023.

A melhor monetização da produção de óleo e gás reflete os esforços da Companhia em avaliar de forma recorrente as alternativas mais eficientes para venda de seus produtos. No Cluster Potiguar, a verticalização das operações no Rio Grande do Norte permite maior flexibilidade para a monetização da produção de óleo e gás, sendo a refinaria Clara Camarão a atual compradora da produção de óleo dos Polos Macau, Areia Branca, Pescada e do próprio Polo Potiguar, esse último à preço de transferência interno. No Cluster Recôncavo, os novos contratos de venda de óleo junto a refinarias privadas, localizadas no próprio Estado da Bahia, firmados no 1T23, já refletem uma monetização mais competitiva da produção.

No portfólio offshore, o aumento da flexibilidade operacional no Polo Papa Terra amplia os canais de venda da produção do ativo, na medida que a maior capacidade de tancagem disponível na plataforma 3R-3 permite volumes de *offloading* maiores e menos recorrentes, o que abre alternativas de concorrência e consequente melhora na monetização. As atividades subsequentes de manutenção e recuperação de integridade de novos tanques ampliará as alternativas de melhor monetização da produção do ativo. No Polo Peroá, a subsidiária 3R Offshore assinou em julho de 2023 contrato com a ES Gás para venda de gás natural em regime de contrato *take or pay*, sendo que os volumes de produção superiores ao compromisso contratual poderão ser negociados entre as partes e/ou ofertados no mercado livre de gás natural. Esse contrato do Polo Peroá, além de melhorar a monetização da molécula, flexibiliza o limite de produção com a alternativa de venda no mercado livre de gás, conforme demanda.

No 2T23, a receita líquida de óleo registrou R\$ 627,9 milhões, crescimento de 71,6% A/A e 39,5% T/T. Esse resultado reflete o aumento de produção e sua melhor monetização, conforme mencionado anteriormente, com efeito positivo e mais relevante do que a queda do Brent médio e do dólar americano. Considerando a receita líquida de óleo consolidada, na qual elimina R\$ 182,8 milhões em transações intragrupo, venda de óleo entre empresas do Grupo 3R, o montante registrado no 2T23 foi de R\$ 445,2 milhões.

Preço médio de referência do Brent



A receita líquida de gás natural somou R\$ 131,6 milhões no 2T23, alta de 290,3% A/A e 7,0% T/T. A performance do trimestre é suportada pelo aumento da produção de gás, com efeito mais positivo e relevante do que a queda do Brent e dólar americano, assim como do que o preço de transferência do gás no RN para o segmento de *mid & downstream*. Considerando a receita líquida de gás consolidada, na qual elimina R\$ 3,4 milhões em transações intragrupo, venda de gás entre empresas do Grupo 3R, o montante registrado no 2T23 foi de R\$ 128,1 milhões.

A receita líquida de serviços de *upstream* foi de R\$ 0,8 milhão no trimestre, aumento de 32,5% T/T. Esse resultado reflete os serviços de compressão de gás prestados à terceiros.

O segmento de *mid & downstream* registrou receita líquida de R\$ 264,5 milhões no 2T23, e reflete o resultado das atividades de refino, processamento e venda de derivados de petróleo e gás natural desempenhadas no Ativo Industrial de Guamaré (Refinaria de Clara Camarão e UPGN) e no Terminal Portuário, ambos no Rio Grande do Norte.

No trimestre, a receita líquida de derivados de petróleo e gás natural foi de R\$ 255,5 milhões. Essa performance reflete a operação de 23 dias, impulsionada pela venda de bunker, gasolina, RAT, diesel S500, querosene de aviação e diesel marítimo (MGO).

A receita líquida de serviços de *mid & downstream* foi de R\$ 8,5 milhão no trimestre. Esse resultado reflete os serviços de tratamento e compressão de gás na UPGN do Ativo Industrial de Guamaré, o tratamento de água e serviços elétricos prestados à terceiros. Considerando a receita líquida de serviços consolidada, na qual elimina R\$ 1,5 milhão em transações intragrupo, serviços prestados entre empresas do Grupo 3R, o montante registrado no 2T23 foi de R\$ 7,8 milhões.

As eliminações somaram R\$ 187,7 milhões no 2T23 e refletem a venda de óleo e gás, bem como a prestação de serviços entre empresas do Grupo 3R.

Custos e Despesas (Opex)

O custo dos produtos vendidos (CPV) somou R\$ 597,9 milhões no 2T23, +367,9% A/A e +61,8% T/T. O desempenho é justificado: (i) pela incorporação dos custos de operação e manutenção do Polo Potiguar, a partir de 08 de junho de 2023, incluindo os segmentos *upstream* e *mid & downstream*, (ii) por maiores custos registrados no Polo Papa Terra, principalmente relacionados à operação e manutenção, combustível e transporte, (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 ajuste na curva de referência do 1T23, em função da publicação de novo relatório de certificação de reservas.

O segmento de *upstream* registrou CPV de R\$ 516,3 milhões no 2T23, +39,7% T/T, enquanto o segmento *mid & downstream* apresentou CPV de R\$ 246,9 milhões. As eliminações intragrupo somaram R\$ 165,3 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, na medida que parte dos insumos adquiridos pelo segmento *mid & downstream* (comprados do segmento *upstream*) não foram vendidos no trimestre e foram registrados no estoque do segmento.

As despesas gerais e administrativas (G&A) somaram R\$ 120,8 milhões no 2T23, +41,6% A/A e +10,0% T/T. O resultado do trimestre é explicado, principalmente, por maiores despesas com pessoal, função da ampliação da estrutura corporativa. Do montante total de G&A registrado no trimestre, (i) R\$ 59,2 milhões refere-se ao segmento *upstream*, (ii) R\$ 9,0 milhões relacionados ao segmento *mid & downstream*, e (iii) R\$ 52,6 milhões referente a estrutura corporativa da Companhia, *holding*.

As outras despesas operacionais somaram R\$ 43,0 milhões no 2T23, +116,4% A/A e +98,7% T/T, explicado por: (i) R\$ 24,2 milhões em despesas relacionadas aos ativos em fase de transição operacional, sendo: (a) R\$ 19,2 milhões referente ao segmento *upstream*, Polos Potiguar e Pescada, e (b) R\$ 5,0 milhões referente ao segmento *mid & downstream*, (ii) R\$ 26,5 milhões negativos em *impairment* do ativo de Camarão, baseado na atualização de premissas do projeto, e parcialmente compensado por (iii) R\$ 10,7 milhões em reversão de provisão de abandono do Polo Pescada.

Lucro Bruto e Operacional

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 2T23 com lucro bruto de R\$ 238,7 milhões, -12,2% A/A e +16,9% T/T. O lucro operacional registrou R\$ 74,9 milhões, - 55,0% A/A e +3,1% T/T.

No acumulado de seis meses, o lucro bruto somou R\$ 442,9 milhões, -11,1% A/A, enquanto o lucro operacional registrou R\$ 147,6 milhões acumulados, -51,6% A/A.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro líquido da Companhia encerrou o trimestre positivo em R\$ 25,3 milhões. A performance do 2T23 está relacionada principalmente a: (i) R\$ 35,9 milhões, resultado de aplicações financeiras, (ii) R\$ 23,9 milhões por efeitos de marcação positiva de *hedge* de Brent, (iii) R\$ 70,4 milhões positivos de variação cambial, diretamente relacionado a obrigações indexadas ao dólar americano, parcialmente compensado por (iv) R\$ 40,7 milhões em juros e correção monetária de instrumentos de dívida, (v) R\$ 31,8 milhões em atualização de parcelas contingentes e/ou diferidas, *earn-out*, e (vi) R\$ 18,1 milhões em atualização de provisão de abandono.

A Companhia encerrou o trimestre com instrumentos derivativos contratados para proteção do preço do petróleo, *hedge* de Brent, equivalentes a 8.122 mil barris de petróleo em um horizonte de 25 meses, dos quais: (i) NDF, cobertura para 2.415 mil barris a um preço médio de US\$ 80,3 por barril, e (ii) *Collar*, estrutura de *zero cost collar*, compra de opção PUT e venda de opção Call, para 5.706 mil barris, com piso médio de US\$ 54,6 e teto médio de US\$ 97,1 por barril.

A Companhia manterá a estratégia de *hedge* de Brent alinhada às obrigações previstas nos contratos de financiamento firmados para a aquisição do Polo Potiguar, os quais estabelecem as curvas de produção PDP (reservas provadas desenvolvidas em produção) projetadas nas certificações de reservas dos ativos das Bacias Potiguar e do Recôncavo, atualizadas mensalmente com base na produção realizada, em patamares de 55% para os primeiros 12 meses, e 40% para os 24 meses subsequentes (13º ao 24º mês), em formato recorrente (*rolling basis*) durante a vigência dos contratos.

A tabela abaixo detalha os instrumentos derivativos contratados para *hedge* de Brent.

Hedge	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio		Vencimento	Hedge	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio		Vencimento
		Put	Call				Put	Call	
NDF					Collar				
	401	\$ 83,3		3T23		838	\$ 58,4	\$ 96,0	3T23
	385	\$ 84,8		4T23		863	\$ 59,0	\$ 98,5	4T23
	376	\$ 82,4		1T24		833	\$ 58,9	\$ 98,5	1T24
	355	\$ 79,6		2T24		833	\$ 54,9	\$ 95,6	2T24
	354	\$ 77,7		3T24		499	\$ 50,0	\$ 99,1	3T24
	358	\$ 76,3		4T24		470	\$ 50,0	\$ 99,2	4T24
	165	\$ 75,1		1T25		636	\$ 50,0	\$ 98,5	1T25
	22	\$ 74,5		2T25		727	\$ 50,0	\$ 92,8	2T25
	-	-		3T25		8	50,00	94,50	3T25
Total	2.416	\$ 80,3		-	Total	5.706	\$ 54,6	\$ 97,1	-

Lucro Líquido

Em conclusão da dinâmica acima detalhada, a Companhia encerrou o segundo trimestre com lucro líquido de R\$ 79,4 milhões, crescimento de 147,7% A/A e +393,0% T/T.

Em seis meses acumulado, o lucro líquido somou R\$ 95,5 milhões, comparado a um prejuízo líquido de R\$ 303,1 milhões no primeiro semestre de 2022.

Lifting Cost

A Companhia registrou custo de extração, *lifting cost*, médio ponderado de US\$ 23,5/boe no 2T23, +5,0% T/T, considerando as operações nos Clusters Potiguar, Recôncavo, Polo Papa Terra e Polo Peroá, incluindo os 35% do Polo Pescada operado pela Petrobras.

O *lifting cost* registrado no trimestre reflete, principalmente: (i) a incorporação dos custos operacionais do Polo Potiguar a partir de 08 de junho de 2023, (ii) o alto custo do contrato de vapor registrado no Polo Potiguar durante os 23 dias de operação em junho (contrato expirado em 30 de junho de 2023), (iii) a interrupção temporária na produção do Polo Papa Terra em determinados dias do mês de maio, e parcialmente compensado (iv) pelo aumento de produção dos ativos, com consequente diluição de custos operacionais.

O Cluster Potiguar apresentou *lifting cost* médio de US\$ 23,6/boe no 2T23, +14,0% T/T, justificado: (i) pela incorporação dos custos operacionais do Polo Potiguar, ativo cuja operação foi assumida pela Companhia a partir de 08 de junho de 2023, (ii) por maiores custos repassados pelo operador do Polo Pescada, e parcialmente compensado (iii) pela maior produção registrada, principalmente no Polo Macau, ampliando a base de diluição de custos.

Cabe destacar que o *lifting cost* do Cluster Potiguar foi impactado ainda pelo relevante custo do contrato de aquisição do vapor fornecido pela Termo Açú ao Polo Potiguar, que somou R\$ 39,2 milhões no trimestre. Esse contrato expirou em 30 de junho de 2023 e não foi renovado pelas partes. O vapor 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 do ativo e terá sua capacidade ampliada até 2024. O planejamento da Companhia já contemplava os investimentos necessários para suprir, com geração de vapor própria, os volumes previamente fornecidos pela Termo Açú.

O Cluster Recôncavo registrou *lifting cost* médio de US\$ 25,1/boe no trimestre, alta de 10,5% T/T. O resultado é explicado: (i) por custos temporários relacionados às atividades de preparo do duto de escoamento de óleo para refinaria privada localizada no Estado da Bahia, (ii) atividades de recuperação de integridade em infraestruturas de produção, e (iii) utilização intensiva de carretas para transporte de emulsão, o que será gradativamente reduzido pela ampliação e melhoria das instalações de processamento de óleo.

O Polo Peroá encerrou o 2T23 com *lifting cost* médio de US\$ 5,8/boe, redução de 16,3% T/T. A performance é justificada, principalmente, por um maior volume de produção registrado no ativo durante o trimestre, ampliando a capacidade de diluição dos custos associados a extração.

O Polo Papa Terra reportou US\$ 30,1/boe de *lifting cost* médio no 2T23, -4,7% T/T. O desempenho é explicado: (i) pela maior produção registrada no ativo durante o trimestre, parcialmente compensado (ii) pela interrupção temporária na produção do ativo durante determinados dias do mês de maio, em razão de limitações no sistema de *offloading* e atingimento do limite de estocagem de óleo da plataforma 3R-3 (FPSO), e (iii) por maiores custos relacionados a operação e manutenção, combustível e transporte, função das intervenções nas instalações do ativo, dando sequência a projetos de integridade e aumento das redundâncias nos sistemas operacionais das plataformas.

Cabe destacar que o *lifting cost* do Polo Papa Terra passou a ser calculado com base no volume de produção do ativo, em substituição ao critério de cálculo baseado no volume de vendas. Desta forma, os custos relacionados à extração registrados no trimestre são divididos pelo volume de produção registrado no mesmo período, sem considerar eventuais volumes em estoque referente à períodos anteriores, de modo a retratar a efetiva eficiência de custo de extração no período avaliado. De acordo com esta métrica, o *lifting cost* do

Polo Papa Terra foi de US\$ 31,1/boe no 1T23, comparado a US\$ 32,3/boe reportado no relatório de resultados do 1T23.

EBITDA Ajustado

O EBITDA ajustado totalizou R\$ 199,5 milhões no trimestre, **-3,1% A/A** e **+28,2% T/T**. O resultado é explicado: (i) pela contribuição de R\$ 265,1 milhões do segmento de *upstream*, (ii) pelo resultado positivo do segmento *mid & downstream* em R\$ 3,7 milhões, parcialmente compensados por (iii) R\$ 50,8 milhões negativos, relacionados a estrutura corporativa, e (iv) R\$ 18,4 milhões em eliminações intersegmentos, principalmente relacionado ao custo de aquisição de estoque realizado pelo segmento *mid & downstream* (vindo do segmento *upstream*) e não comercializado no trimestre.

Os ajustes registrados no EBITDA do trimestre somaram R\$ 15,8 milhões, dos quais: (i) R\$ 10,7 milhões negativos referem-se à reavaliação da provisão de abandono do Polo Pescada, mais do que compensado por (ii) R\$ 26,5 milhões de *impairment* referente a reavaliação de premissas do projeto do ativo de Camarão.

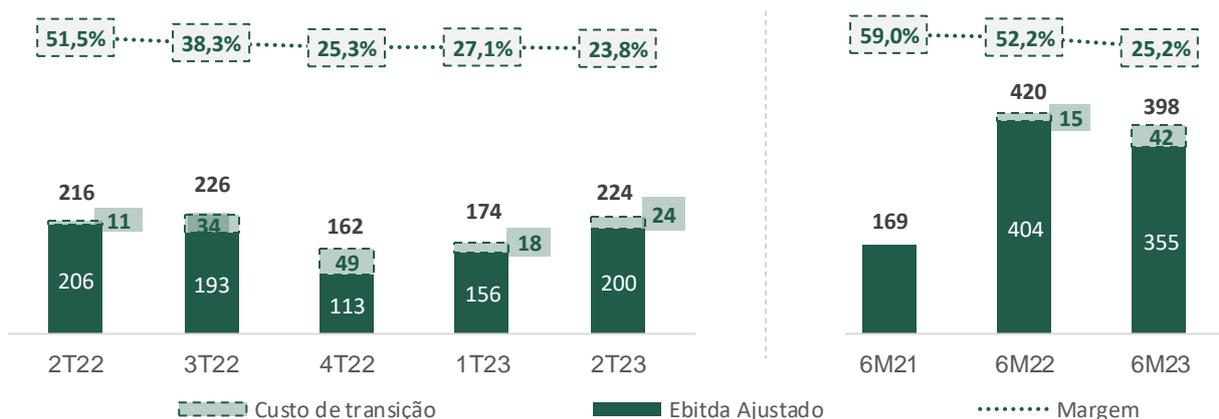
A Companhia destaca a contribuição positiva de geração de EBITDA tanto no segmento de *upstream* como de *mid & downstream*, mesmo considerando somente 23 dias de operação do Polo Potiguar e das atividades de refino, terminal e de processamento de gás.

Adicionalmente, o EBITDA ajustado do trimestre é impactado: (i) por R\$ 24,2 milhões em despesas relacionadas aos ativos em fase de transição operacional, dos quais: (a) R\$ 19,2 milhões referente ao segmento *upstream*, Polos Potiguar e Pescada, e (b) R\$ 5,0 milhões referente ao segmento *mid & downstream*, (ii) por R\$ 39,2 milhões em custos temporários relacionados a aquisição de vapor pelo Polo Potiguar, e (iii) pelo efeito do Brent e dólar americano médios 3,8% e 4,8% mais depreciados, respectivamente.

No primeiro semestre de 2023, o EBITDA ajustado somou R\$ 355,1 milhões, **-12,2% A/A**. O segmento de *upstream* contribuiu com R\$ 470,8 milhões, enquanto o segmento de *mid & downstream* somou R\$ 3,7 milhões em 23 dias de operação. A estrutura corporativa e as eliminações contribuíram negativamente em R\$ 102,8 milhões e R\$ 16,4 milhões no semestre, respectivamente.

Ebitda Ajustado Consolidado e Margem

(R\$ milhões)

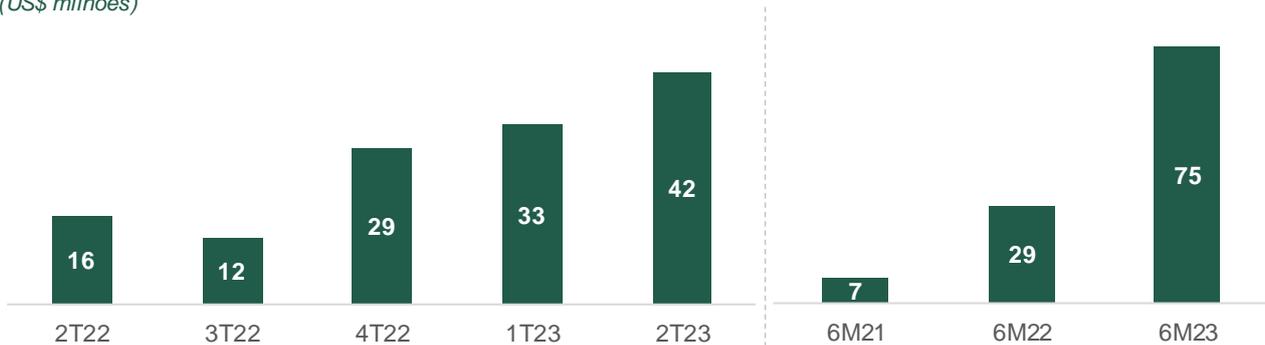


Pelos efeitos acima detalhados, a Companhia encerrou o trimestre com margem EBITDA ajustada consolidada de **23,8%**, **-27,7 p.p. A/A** e **-3,3 p.p. T/T**.

Capex

A 3R registrou Capex de R\$ 208,9 milhões ou US\$ 42,2 milhões no segundo trimestre de 2023, crescimento de 159,0% A/A e +29,1% T/T em dólar americano. A aplicação do investimento no 2T23 foi direcionada, principalmente para: (i) atividades de *workover/pulling* e reativação de poços, R\$ 75,9 milhões, (ii) projetos de revitalização e ampliação da infraestrutura de produção, R\$ 52,2 milhões, (iii) atividades relacionadas às campanhas de perfuração, R\$ 27,6 milhões, (v) aquisição de materiais para estoque, R\$ 34,4 milhões, e (vi) R\$ 18,0 milhões em projetos de tecnologia da informação e telecom.

Capex (US\$ milhões)



Fluxo de Caixa

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais acelerou no 2T23 e somou R\$ 213,3 milhões ou US\$ 44,3 milhões, +343,3% ou +R\$ 165,2 milhões T/T, descontado de R\$ 316,0 milhões ou US\$ 65,6 milhões de estoque de óleo, derivados e materiais de almoxarifado adquiridos junto ao *closing* do Polo Potiguar.

A performance do trimestre é explicada por: (i) R\$ 80,1 milhões referente ao resultado ajustado aferido no período, (ii) R\$ 385,5 milhões referente a conta de fornecedores e (iii) R\$ 68,8 milhões em adiantamentos a fornecedores, principalmente relacionado à operação do Polo Papa Terra, parcialmente compensado por (iii) R\$ 168,4 milhões referente ao contas a receber de terceiros e (iv) R\$ 151,7 milhões em produção e/ou produtos em estoque.

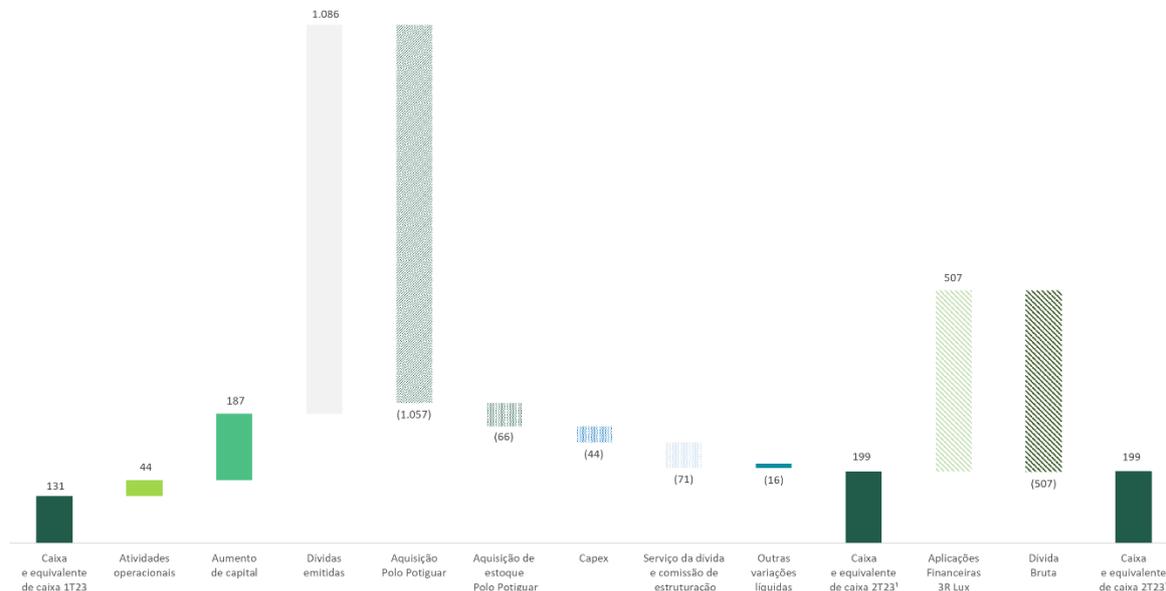
As atividades de investimento consumiram R\$ 7.981,0 milhões do caixa no 2T23, comparado a um consumo de R\$ 138,4 milhões no trimestre anterior. Esse incremento está diretamente relacionado a: (i) R\$ 5.091,9 milhões ou US\$ 1.056,6 milhões referente a aquisição do Polo Potiguar, (ii) R\$ 210,7 milhões ou US\$ 43,7 milhões em aplicação de Capex, (iii) R\$ 2.461,8 milhões ou US\$ 510,8 milhões em aplicações financeiras da 3R LUX, investimento garantia de dívida contratada pela 3R Potiguar, e (iv) R\$ 153,4 milhões em aplicação em caixa restrito, dos quais R\$ 141,4 milhões referem-se conta reserva de instrumento de dívida e contingências gerais.

As atividades de financiamento geraram R\$ 8.246,2 milhões de caixa no trimestre, comparado a um consumo de R\$ 47,4 milhões no 1T23. Esse montante está relacionado a: (i) R\$ 7.694,6 milhões em empréstimos contratados, principalmente relacionados ao financiamento do Polo Potiguar, (ii) R\$ 900 milhões ou US\$ 186,8 milhões referente ao aumento de capital concluído em maio de 2023, parcialmente compensado por (iii) R\$ 343,8 milhões de encargos financeiros, sendo: (a) R\$ 103,4 milhões referente a amortização de principal, (b) R\$ 56,8 milhões de juros do serviço da dívida, e (c) R\$ 183,6 milhões em encargos de estruturação de instrumentos financeiros contratados.

Em consequência à dinâmica acima apresentada, **a posição de caixa e equivalente de caixa aumentou em R\$ 162,5 milhões no 2T23**. Considerando o saldo de conta reserva, a posição de caixa e equivalente de caixa encerra o 2T23 em R\$ 960,8 milhões ou US\$ 199,4 milhões.

Fluxo de Caixa

(US\$ milhões)



¹ Incluindo saldo de conta reserva

Estrutura de Capital

A posição de caixa e equivalente de caixa, incluindo o saldo R\$ 141,4 milhões de conta reserva, registrou R\$ 960,8 milhões ou US\$ 199,4 milhões no encerramento do 2T23, importante aumento de 52,4% T/T em dólar americano. Esse resultado reflete, principalmente: (i) o reforço de caixa a partir do aumento de capital concluído em maio de 2023, R\$ 900 milhões, (ii) o desembolso de instrumentos de dívidas para financiamento da aquisição do Polo Potiguar, parcialmente compensado (iii) pelo pagamento da aquisição do Polo Potiguar, incluindo o estoque de óleo, derivados e materiais de almoxarifado, além de (iv) aplicação de capex e pagamento de serviço da dívida e comissão de estruturação de instrumentos financeiros.

A dívida bruta encerrou o 2T23 em R\$ 8.138,2 milhões ou US\$ 1.688,7 milhões, +719,1% T/T em dólar americano. O aumento é explicado, principalmente, (i) pelo desembolso de R\$ 5.107,9 milhões em instrumentos de dívida contratado pela 3R Potiguar para financiamento da aquisição do Polo Potiguar, (ii) pela contratação de R\$ 2.461,8 milhões pela 3R LUX, empréstimo garantia da captação de US\$ 500 milhões contratado pela 3R Potiguar, (iii) R\$ 15 milhões captados pela 3R Macau junto ao Banco do Nordeste, para financiamento de capex, (iv) R\$ 110 milhões captados pela Companhia para reforço de caixa, parcialmente compensado por (v) R\$ 113,1 milhões em empréstimos pagos pela 3R Offshore durante o trimestre.

Em relação ao item (ii) acima mencionado, os recursos contratados pela 3R Lux estão registrados como aplicação financeira e dívida financeira da subsidiária, sendo o investimento uma garantia da emissão de US\$ 500 milhões realizada pela 3R Potiguar para financiamento do Polo Potiguar.

A Companhia encerrou o trimestre com dívida líquida na ordem de R\$ 4.733,8 milhões ou US\$ 982,3 milhões, +1.291,6% T/T em dólar americano. O resultado é justificado, principalmente, pelo desembolso de dívidas para financiamento da aquisição do Polo Potiguar, conforme acima mencionado, e parcialmente compensado pelo aumento de capital concluído em maio de 2023.

Endividamento

(US\$ milhões)



¹ Incluindo o saldo de conta reserva

A Companhia possui uma estrutura de capital balanceada e avalia de forma recorrente oportunidades de otimização no perfil das dívidas contratadas. A partir da consolidação do portfólio, com o *closing* do Polo Potiguar, o registro de produção mensal acima de 40 mil boe/d, como aferido em julho de 2023, e uma consequente aceleração dos resultados financeiros, a Companhia entende que o nível de risco oferecido em suas emissões de dívida reduz materialmente, o que potencialmente poderá se refletir em um alongamento de prazo e cupons mais competitivos.

Por fim, a Companhia destaca que adicionalmente à posição de dívida bruta acima mencionada, possui compromissos relacionados à aquisição de ativos, incluindo parcelas contingentes e diferidas, passíveis de atualizações previstas em contrato. Em relação aos compromissos contingentes, estes estão vinculados a valor médio de Brent, performance operacional, declaração de comercialidade e/ou incremento de reservas de determinados ativos.

A correção anual prevista para as parcelas firmes, diferidas e contingentes variam por ativo, conforme descrito a seguir: (i) Polo Rio Ventura – Libor + 4%, (ii) Polo Areia Branca – 2%, (iii) Polo Fazenda Belém – Libor + 6%, (iv) Polo Pescada – Libor; (v) Polo Peroá – Libor + 4%, (vi) Polo Papa Terra – Libor + 2,5%, e (vii) Polo Potiguar – Libor + 3,5%.

O detalhamento dos compromissos relacionados à aquisição de ativos pode ser verificado na tabela abaixo, sendo que os montantes apresentados não consideram ajustes previstos nos contratos.

Ativos	3T23	4T23	1T24	2T24	3T24+
Em milhões de dólares					
Rio Ventura			16,0		
Areia Branca					23,0
Fazenda Belém	10,0				
Pescada e Arabaiana	1,2				
Peroá (85%)	8,5	27,6			
Papa Terra (53%)	28,5	3,5			36,3
Potiguar			58,8 ¹		176,3 ¹
Total em pagamentos	48,2	31,2	74,8		235,6
Firmes	1,2				
Contingentes	37,0	31,2			59,3
Diferidos	10,0		74,8		176,3 ¹

¹ US\$ 235 milhões divididos em 4 parcelas anuais, entre mar.24 e mar.27

Conteúdo

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais - ITR	3
Balanço patrimonial	5
Demonstrações do resultado	7
Demonstrações do resultado abrangente	8
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	9
Demonstrações dos fluxos de caixa	10
Demonstrações do valor adicionado	11
Notas explicativas às informações trimestrais - ITR	12



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

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais – ITR

Aos Acionistas, Conselho de Administração e Diretoria da
3R Petroleum Óleo e Gás S.A.
Rio de Janeiro - RJ

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias, individuais e consolidadas, da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 30 de junho de 2023, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2023 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e seis meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o CPC 21(R1) e a norma internacional IAS 34 – *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* – (IASB), assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - *Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.



Conclusão sobre as informações intermediárias individuais e consolidadas

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21(R1) e a IAS 34, aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros Assuntos - Demonstrações do valor adicionado

As informações trimestrais acima referidas incluem as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2023, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins da IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações contábeis intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 08 de agosto de 2023

KPMG Auditores Independentes Ltda.
CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Thiago Ferreira Nunes
Contador CRC RJ-112066/O-0

Balanço Patrimonial

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Ativo					
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	4	274.828	86.942	819.380	800.442
Aplicações financeiras	4.1	-	-	13.870	31.353
Contas a receber de terceiros	5	-	-	403.469	223.252
Contas a receber - partes relacionadas	20	14.403	14.749	-	-
Estoque	7	-	-	677.748	187.472
Adiantamentos	6	574	3.274	121.275	193.011
Dividendos a receber	20	5.782	225.868	-	-
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	8.1	2.815	11.402	26.526	32.488
Outros impostos a recuperar	8.2	2.983	2.510	79.923	8.533
Derivativos	32	-	-	65.264	15.934
Despesas antecipadas		4.295	3.562	76.036	77.378
Debêntures - partes relacionadas	20	247.822	12.613	-	-
Outros ativos		3	187	13.606	837
Total do ativo circulante		553.505	361.107	2.297.097	1.570.700
Realizável a longo prazo					
Aplicações financeiras	4.1	-	-	2.429.738	-
Caixa restrito	4.2	192	130	163.167	14.985
Debêntures - partes relacionadas	20	527.646	620.000	-	-
Depósitos judiciais		3.221	3.206	4.954	4.591
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	8.1	-	-	-	2.442
Imposto de renda e contribuição social diferidos	9	-	-	497.199	500.225
Outros impostos a recuperar	8.2	6	-	124	-
Derivativos	32	-	-	14.568	7.613
Outros ativos		-	192	207	2.568
		531.065	623.528	3.109.957	532.424
Adiantamento para cessão de blocos	10	-	-	1.600	593.549
Investimentos	11	5.369.895	4.317.122	-	-
Imobilizado	12	18.325	17.861	6.067.999	2.228.071
Intangível	13	15.534	9.800	7.159.599	2.997.516
Direito de uso	23	9.789	17.222	43.099	48.875
Total do ativo não circulante		5.944.608	4.985.533	16.382.254	6.400.435
Total do ativo		6.498.113	5.346.640	18.679.351	7.971.135

Balço Patrimonial

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Passivo					
Circulante					
Fornecedores	14	8.225	6.219	648.301	246.668
Empréstimos e financiamentos	15	33.476	-	55.881	108.223
Arrendamentos	23	2.948	3.839	13.712	12.748
Obrigações trabalhistas		35.185	27.526	73.215	55.946
Contas a pagar - partes relacionadas	20	70.028	12.605	-	-
Valores a pagar por aquisições	18	34.908	-	832.071	299.089
Imposto de renda e contribuição social a recolher	17.1	-	-	17.136	6.317
Outros impostos a recolher	17.2	2.100	2.783	94.859	50.984
Provisão para pagamento de Royalties		-	-	30.379	15.066
Debêntures	16	275.900	17.717	322.296	39.234
Derivativos	32	-	-	2.680	32.734
Outras obrigações	19	1.663	1.663	40.733	24.476
Total do passivo circulante		464.433	72.352	2.131.263	891.485
Não circulante					
Empréstimos e financiamentos	15	80.000	-	2.374.542	-
Derivativos		-	-	1.420	-
Arrendamentos	23	7.919	14.305	31.772	37.818
Imposto de renda e contribuição social diferidos	9	-	-	82.049	79.430
Provisão para contingências	22	3.501	3.589	4.493	4.013
Valores a pagar por aquisições	18	-	32.184	1.097.096	533.816
Provisão para abandono	21	-	-	2.190.216	1.112.985
Debêntures	16	628.937	882.868	5.385.493	904.085
Outras obrigações	19	60.507	58.903	63.572	66.228
Total do passivo não circulante		780.864	991.849	11.230.653	2.738.375
Patrimônio líquido					
	24				
Capital social		5.054.406	4.154.406	5.054.406	4.154.406
Reserva de capital		40.949	37.136	40.949	37.136
Ajuste de avaliação patrimonial		83.239	106.383	83.239	106.383
Lucro (Prejuízo) acumulado		74.222	(15.486)	74.222	(15.486)
Patrimônio líquido atribuível aos controladores		5.252.816	4.282.439	5.252.816	4.282.439
Participação de não controladores		-	-	64.619	58.836
Total do patrimônio líquido		5.252.816	4.282.439	5.317.435	4.341.275
Total do passivo e patrimônio líquido		6.498.113	5.346.640	18.679.351	7.971.135

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais - ITR.

Demonstrações do Resultado

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora				Consolidado			
		Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022
Receita líquida	26	-	-	-	-	836.582	399.624	1.410.280	774.918
Custo dos produtos vendidos	27	-	-	-	-	(597.883)	(127.772)	(967.396)	(276.767)
Lucro bruto		-	-	-	-	238.699	271.852	442.884	498.151
Despesas gerais e administrativas	28	(52.605)	(52.370)	(104.441)	(93.227)	(120.828)	(85.358)	(230.712)	(160.905)
Outras despesas operacionais, líquidas	29	(215)	(1.724)	(365)	(9.058)	(16.464)	(19.851)	(38.088)	(32.516)
Provisão no valor recuperável de ativos	29.1	-	-	-	-	(26.500)	-	(26.500)	-
		(52.820)	(54.094)	(104.806)	(102.285)	(163.792)	(105.209)	(295.300)	(193.421)
Resultado de equivalência patrimonial	11	137.746	28.314	220.107	33.579	-	-	-	-
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e do imposto de renda e da contribuição social		84.926	(25.780)	115.301	(68.706)	74.907	166.643	147.584	304.730
Receitas financeiras	30	35.398	91.204	65.740	97.820	213.796	65.772	349.109	158.307
Despesas financeiras	30	(43.308)	(12.593)	(91.333)	(268.400)	(188.478)	(197.835)	(341.970)	(723.896)
		(7.910)	78.611	(25.593)	(170.580)	25.318	(132.063)	7.139	(565.589)
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social		77.016	52.831	89.708	(239.286)	100.225	34.580	154.723	(260.859)
Imposto de renda e contribuição social correntes	9	-	-	-	-	(30.972)	(30.875)	(53.587)	(55.590)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	9	-	-	-	-	10.135	28.383	(5.645)	13.362
Lucro líquido (prejuízo) do período		77.016	52.831	89.708	(239.286)	79.388	32.088	95.491	(303.087)
Lucro líquido (prejuízo) atribuído a:									
Acionistas controladores		77.016	52.831	89.708	(239.286)	77.016	52.831	89.708	(239.286)
Acionistas não controladores		-	-	-	-	2.372	(20.743)	5.783	(63.801)
Lucro líquido (prejuízo) do período		77.016	52.831	89.708	(239.286)	79.388	32.088	95.491	(303.087)
Resultado básico por ação (em R\$ por ação)	31	0,37	0,26	0,43	(1,18)	0,37	0,26	0,43	(1,18)
Resultado diluído por ação (em R\$ por ação)	31	0,37	0,26	0,43	(1,18)	0,37	0,26	0,43	(1,18)

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais - ITR.

Demonstrações do Resultado Abrangente

(Em milhares de reais)

	Controladora				Consolidado			
	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022
Lucro líquido (prejuízo) do período	77.016	52.831	89.708	(239.286)	79.388	32.088	95.491	(303.087)
Itens que podem ser subsequentemente reclassificados para o resultado:								
Ajuste de conversão	(22.000)	(15.938)	(23.144)	(8.979)	(22.000)	(15.938)	(23.144)	(8.979)
Total de resultados abrangente do período	55.016	36.893	66.564	(248.265)	57.388	16.150	72.347	(312.066)

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais - ITR.

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

(Em milhares de reais)

	Capital social	Reserva de capital	Lucro (Prejuízo) acumulado	Ajuste de avaliação patrimonial	Total	Participação de não controladores	Total do patrimônio líquido
Saldo em 01 de janeiro de 2022	4.146.616	114.976	(269.554)	115.852	4.107.890	67.555	4.175.445
Prejuízo do período	-	-	(239.286)	-	(239.286)	(63.801)	(303.087)
Absorção de prejuízos acumulados	-	(111.633)	111.633	-	-	-	-
Transações com pagamentos baseados em ações	-	20.345	-	-	20.345	-	20.345
Ajuste acumulado de conversão	-	-	-	(8.979)	(8.979)	-	(8.979)
Saldo em 30 de junho de 2022	4.146.616	23.688	(397.207)	106.873	3.879.970	3.754	3.883.724
Saldo em 01 de janeiro de 2023	4.154.406	37.136	(15.486)	106.383	4.282.439	58.836	4.341.275
Lucro líquido do período	-	-	89.708	-	89.708	5.783	95.491
Aporte de capital	900.000	-	-	-	900.000	-	900.000
Transações com pagamentos baseados em ações	-	3.813	-	-	3.813	-	3.813
Ajuste acumulado de conversão	-	-	-	(23.144)	(23.144)	-	(23.144)
Saldo em 30 de junho de 2023	5.054.406	40.949	74.222	83.239	5.252.816	64.619	5.317.435

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais - ITR.

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro líquido (prejuízo) do período	89.708	(239.286)	95.491	(303.087)
Ajustado por:				
Equivalência patrimonial	(220.107)	(33.579)	-	-
Resultado de aplicações financeiras	(9.293)	154.628	(55.238)	149.650
Juros sobre depósitos judiciais	(8)	(6)	(9)	(1)
Juros sobre arrendamentos	983	575	2.819	948
Juros sobre empréstimos e valores a pagar por aquisições	3.852	360	71.780	10.429
Juros sobre debêntures	71.584	-	109.623	-
Ajuste a valor presente	3.770	1.092	25.370	9.184
Variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	-	-	(6.096)	-
Derivativos não realizados	-	-	(68.878)	393.251
Variação cambial não realizada	(2.865)	11.705	(219.492)	(16.806)
Provisões para contingências constituídas / (revertidas)	(88)	1.859	480	1.731
Provisão no valor recuperável de ativos	-	-	26.500	-
Baixa de imobilizado	4	30	21	333
Atualização monetária – debêntures	-	-	(66.870)	(3.728)
Atualização da provisão para abandono	-	-	25.412	12.004
Receita de juros com debêntures - Partes relacionadas	(54.483)	-	-	-
Depreciação do imobilizado	839	205	90.929	27.896
Amortização do intangível	1.232	179	94.571	64.867
Depreciação do direito de uso	1.886	958	6.232	1.735
Despesas antecipadas apropriadas no período	4.191	-	35.931	-
Custos apropriados – debêntures	3.212	-	5.340	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	5.645	(13.362)
Transações com pagamentos baseados em ações	3.813	20.345	3.813	20.345
	(101.770)	(80.935)	183.374	355.389
Variação em ativos e passivos				
Contas a receber de terceiros	-	-	(180.217)	(112.566)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	8.587	(2.665)	8.404	(9.249)
Outros impostos a recuperar	(479)	4.625	(71.514)	10.179
Estoque	-	-	(475.946)	-
Outros ativos	376	(1.983)	(10.409)	(13.845)
Imposto de renda e contribuição social a recolher	-	-	40.806	60.647
Outros impostos a recolher	(683)	612	43.875	7.019
Adiantamentos	2.700	-	36.854	-
Fornecedores	2.006	2.172	401.633	44.028
Valores a pagar operador	-	(1.585)	-	(1.156)
Depósitos judiciais	(7)	-	(354)	(248)
Despesas antecipadas	(4.924)	(821)	(34.589)	(4.166)
Obrigações trabalhistas	7.660	26.739	17.269	29.214
Royalties	-	-	15.313	3.067
Gastos (reembolsos) com abandono no período	-	-	2.736	(2.327)
Derivativos	-	-	(16.041)	(186.103)
Contas a receber e a pagar com partes relacionadas	(12.259)	-	-	-
Outras obrigações	3.056	(361)	14.202	(14.802)
Caixa (consumido nas) gerado pelas atividades operacionais	(95.737)	(54.202)	(24.604)	165.081
Impostos pagos sobre o lucro	-	-	(29.987)	(51.336)
Caixa líquido (consumido nas) gerado pelas atividades operacionais	(95.737)	(54.202)	(54.591)	113.745
Fluxo de caixa das atividades de investimento				
Aplicações financeiras	9.293	2.006.968	(2.498.403)	2.091.937
Aumento de capital social em controlada	(795.758)	(1.900.489)	-	-
Adiantamentos ao operador	-	-	-	(591.948)
Aquisição de imobilizado	(1.307)	(9.946)	(356.044)	(164.096)
Aquisição de intangível	(6.966)	(296)	(24.525)	(1.245.966)
Aplicações em caixa restrito	(62)	(540)	(148.479)	(3.676)
Debêntures emitidas - partes relacionadas	(140.000)	-	-	-
Juros recebidos - Debêntures partes relacionadas	51.627	-	-	-
Aquisições de ativos de óleo e gás	-	-	(5.091.910)	(7.253)
Pagamento de parte relacionada	-	321	-	-
Dividendos recebidos	230.062	-	-	-
Empréstimos concedidos - partes relacionadas	-	(25.470)	-	-
Caixa líquido (consumido nas) gerado pelas atividades de investimentos	(653.111)	70.548	(8.119.361)	78.998
Fluxo de caixa das atividades de financiamento				
Custos de transação	-	-	(183.607)	-
Juros pagos sobre debêntures	(70.544)	-	(87.741)	(1.878)
Pagamento de passivo de arrendamento	(2.713)	(1.138)	(8.357)	(2.135)
Emissão de debêntures	-	-	5.107.850	-
Juros pagos sobre empréstimos	-	-	(7.218)	-
Amortização principal - empréstimo	-	-	(99.830)	-
Amortização principal - debêntures	-	-	(9.041)	-
Aumento de capital social	900.000	-	900.000	-
Empréstimos captados	110.000	-	2.586.800	50.000
Caixa líquido (consumido nas) gerados pelas atividades de financiamento	936.743	(1.138)	8.198.856	45.987
Aumento em caixa e equivalentes de caixa no período	187.895	15.208	24.904	238.730
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	86.942	1.529	800.442	118.725
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	(9)	(14.094)	(5.966)	(8.168)
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	274.828	2.643	819.380	349.287
Aumento líquido no caixa e equivalentes de caixa	187.895	15.208	24.904	238.730

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais - ITR.

Demonstração do Valor Adicionado

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022
Receita líquida	-	-	1.410.280	774.918
Vendas de óleo e gás	-	-	1.147.797	774.913
Outras receitas	-	-	262.483	5
Insumos adquiridos de terceiros	(29.175)	(30.228)	(898.430)	(237.047)
Custos dos produtos, mercadorias e serviços vendidos	-	-	(224.815)	(88.314)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(29.175)	(30.228)	(647.115)	(148.733)
Provisão no valor recuperável de ativos	-	-	(26.500)	-
Valor adicionado bruto	(29.175)	(30.228)	511.850	537.871
Depreciação e amortização	(3.957)	(1.343)	(191.732)	(94.498)
Valor adicionado líquido produzido pela Companhia	(33.132)	(31.571)	320.118	443.373
Valor adicionado recebido em transferência				
Resultado da equivalência patrimonial	220.107	33.578	-	-
Receitas financeiras	65.740	61.117	349.109	115.699
Valor adicionado total a distribuir	252.715	63.124	669.227	559.072
Distribuição do valor adicionado	252.715	63.124	669.227	559.072
Com pessoal	53.146	64.567	123.128	112.810
Remuneração direta	40.601	62.783	91.593	98.911
Benefícios	7.565	349	20.499	9.892
FGTS	4.980	1.435	11.036	4.007
Impostos, taxas e contribuições	17.244	5.631	94.471	56.093
Federais	17.244	5.613	94.250	55.935
Estaduais	-	-	200	-
Municipais	-	18	21	158
Remuneração de capitais de terceiros	92.617	232.212	356.137	693.256
Juros	79.643	51	193.674	20.308
Aluguéis	600	516	13.095	9.648
Outras	12.374	231.645	149.368	663.300
Remuneração de capital próprio	89.708	(239.286)	95.491	(303.087)
Lucro líquido (prejuízo) do período	89.708	(239.286)	95.491	(303.087)

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais - ITR.

1 . Contexto operacional

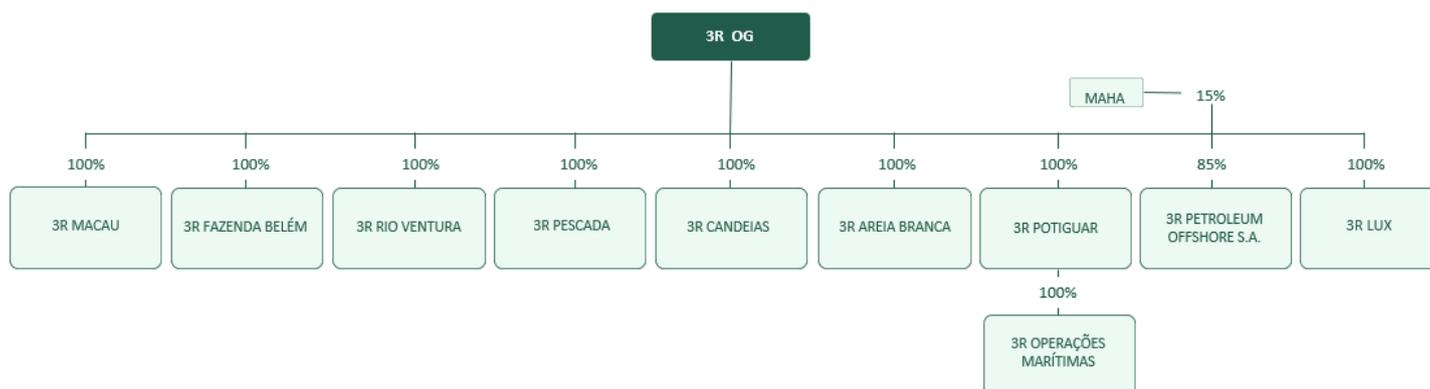
A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“Companhia” ou “3R OG”) é uma sociedade anônima de capital aberto, constituída em 17 de junho de 2010. A sede da Companhia fica situada na Praia de Botafogo, 186, 16º andar, Botafogo, Rio de Janeiro. A 3R OG atua no setor de óleo e gás com foco em redesenvolvimento de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

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

Estrutura societária

Em 30 de junho de 2023 a 3R OG detém 100% do capital social direto e indireto das seguintes sociedades: 3R Macau S.A. (“3R Macau”), 3R Fazenda Belém S.A. (“3R FZB”), 3R Rio Ventura S.A. (“3R RV”), 3R Candeias S.A. (“3R Candeias”), 3R Pescada S.A. (“3R Pescada”), 3R Areia Branca S.A. (“3R Areia Branca”), 3R Potiguar S.A. (“3R Potiguar”), 3R Operações Marítimas S.A. (“3R OP”), e 3R Lux S.à.r.l. (“3R Lux”). Adicionalmente, a 3R OG detém 85% do capital social da 3R Petroleum Offshore S.A. (“3R Offshore”).

A estrutura societária atual encontra-se apresentada abaixo:



3R OG

A Companhia é operadora com 100% de participação no bloco BAR-M-387, localizado na bacia de Barreirinhas, no Maranhão, adquirido na 11ª rodada de licitações da ANP, tendo pago R\$ 778 de bônus de assinatura. Em 30 de junho de 2023, a Companhia já havia cumprido 98% do Programa Exploratório Mínimo (“PEM”) desse bloco.

3R Macau (Polo Macau)

O Polo Macau é composto por 5 campos terrestres de Macau, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão e Sanhaçu, situados na bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande de Norte. A 3R Macau opera com 100% de participação em todas as concessões desde 28 de maio de 2020.

3R RV (Polo Rio Ventura)

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

3R Candeias (Polo Recôncavo)

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

3R Pescada (Pescada e Arabaiana)

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

Em 09 de julho de 2020 a controlada 3R Pescada firmou contrato para a aquisição de 65% de participação restante da Petrobras nos campos de Pescada, Arabaiana e Dentão, conforme nota explicativa 33 (b). A aquisição encontra-se em fase de aprovação de transferência dos contratos de concessão.

3R Offshore (Peroá e Papa-Terra)

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

Em 09 de julho de 2021, a 3R Offshore assinou contrato para a aquisição da participação de 62,5% da Petrobras no campo de Papa-Terra, sendo o restante detido pela Nova Técnica Energy Ltda ("NTE"). O campo Papa-Terra encontra-se localizado em águas profundas na Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro.

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

O Polo Papa-Terra está localizado em águas profundas na Bacia de Campos, a aproximadamente 100km da costa do Estado do Rio de Janeiro. Sua descoberta ocorreu em 2003 e o início de sua produção em novembro de 2013. O campo é composto da FPSO (3R-3) e a plataforma do tipo TLWP (3R-2), além de toda infraestrutura de produção e os sistemas submarino associados e conta com capacidade de processamento de 140 mil barris de óleo por dia, capacidade de injeção de 340 mil barris de água por dia, capacidade de estocagem de 1,4 milhão de barris e slots para conectar até 21 poços produtores e 11 poços injetores.

Além das operações acima, a 3R Offshore detém 100% de participação nos campos de Pinaúna e Camarão, ambos em fase de desenvolvimento e oriundos do bloco BM-CAL-4.

3R Areia Branca (Ponta do Mel e Redonda)

A 3R Areia Branca é detentora e operadora dos campos de produção onshore de Ponta do Mel, Redonda e Carcará, localizados no município de Areia Branca, na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, bem como detém 100% da concessão de Crejoá, no Espírito Santo.

3R FZB (Polo Fazenda Belém)

Em 06 de agosto de 2022 a Companhia através da controlada 3R FZB concluiu a aquisição do Polo Fazenda Belém, da Petrobras, após aprovação de transferência dos contratos de concessão pela ANP.

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

3R Potiguar (Polo Potiguar)

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

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

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

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Em 08 de junho de 2023 a 3R Potiguar concluiu a transferência da participação de 100% dos direitos da concessão sobre o campo de produção do Polo Potiguar da Petrobras, após aprovação de transferência dos contratos de concessão pela ANP. A transação foi concluída com o pagamento à Petrobras, de US\$ 1,0 bilhão (R\$ 5.407.889), já considerando os ajustes previstos em contrato, que se somam à parcela de US\$ 110,0 milhões (R\$ 591.948) pagos na assinatura do contrato, em 31 de janeiro de 2022. O contrato ainda prevê o pagamento de US\$ 235,0 milhões (R\$ 1.154.297) atualizado a taxa libor mensal. O valor a ser pago na presente data em 4 parcelas anuais sendo a primeira em março de 2024 totalizava o valor de US\$ 251,2 milhões (R\$ 1.233.990). O valor total da transação, já descontado do ajuste a valor presente no valor de R\$ 112.258 na data de operação, foi de US\$ 1,4 bilhões (R\$ 7.121.569), conforme notas explicativas 12 e 13.

3R Operações Marítimas

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

3R Lux

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

Relatório de Certificação de Reservas

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

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

As atualizações identificadas na estimativa de produção dos respectivos Campos e seus impactos contábeis nas contas de depreciação acumulada, amortização acumulada e provisão para abandono no Balanço Patrimonial e depreciação e amortização no resultado do período foram ajustadas de forma prospectiva e não representaram impacto significativo no período findo em 30 de junho de 2023.

2. Entidades controladas

Em 30 de junho de 2023 e 31 de dezembro de 2022, a Companhia detinha as seguintes participações societárias diretas e indiretas:

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

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

3 . Base de preparação das informações trimestrais - ITR

3.1. Declaração de conformidade

As informações trimestrais - ITR individuais e consolidadas da Companhia (“informações trimestrais - ITR”) foram preparadas e estão apresentadas conforme a IAS 34 Interim Financial Reporting (e o Pronunciamento Técnico - CPC 21 (R1) – Demonstrações Intermediárias).

As informações trimestrais - ITR individuais e consolidadas da Companhia foram autorizadas pela Administração em 08 de agosto de 2023.

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

3.2. Base de consolidação

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

3.3. Políticas contábeis adotadas

Estas informações trimestrais - ITR foram elaboradas seguindo princípios, práticas e critérios consistentes com aqueles adotados na elaboração das demonstrações financeiras anuais em 31 de dezembro de 2022. Conforme permitido pelo CPC 21 (R1) e IAS 34, a Administração optou por não divulgar novamente os detalhes das políticas contábeis adotadas pela Companhia, dessa forma, estas informações trimestrais - ITR devem ser lidas, em conjunto, com as referidas demonstrações financeiras anuais da Companhia do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022.

Adicionalmente, conforme requerido pelo CPC 26 (R1) e IAS 1, a Administração avaliou e não identificou políticas contábeis materiais que não estão divulgadas nas referidas demonstrações financeiras anuais da Companhia do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022.

4 . Caixa e equivalentes de caixas

Em 30 de junho de 2023 e 31 de dezembro de 2022, os valores referem-se a:

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
No país:				
Caixa e equivalentes de caixa				
Caixa e bancos	15	2	113	41
Aplicações financeiras	269.015	86.818	812.758	794.175
No exterior:				
Caixa e equivalentes de caixa				
Bancos	5.798	122	6.509	6.226
	274.828	86.942	819.380	800.442

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

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

4.1 . Aplicações financeiras

	Indexadores	Controladora		Consolidado	
		30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
No país:					
Fundo de investimento cambial (a)	USD (Ptax)	-	-	4.773	19.685
Fundo de investimento (a)	CDI	-	-	9.097	11.668
		-	-	13.870	31.353
No exterior:					
Total Return swap – TRS (b)	SOFR + 6,25 a.a.	-	-	2.429.738	-
		-	-	2.429.738	-
Total das aplicações financeiras		-	-	2.443.608	31.353
Ativo circulante		-	-	13.870	31.353
Ativo não circulante		-	-	2.429.738	-

(a) Constituem-se em fundo de investimento, cuja finalidade é de investimento e não para uso de necessidade no seu capital de giro.

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

4.2 . Caixa restrito

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Conta reserva	-	-	141.386	-
Caixa restrito	192	130	21.781	14.985
	192	130	163.167	14.985
Ativo não circulante	192	130	163.167	14.985

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

5 . Contas a receber de terceiros

	Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Petróleo Bruto	142.192	126.541
Derivados de petróleo	160.050	-
Gás	99.433	94.686
Prestação de serviços	1.794	2.025
Total	403.469	223.252
Total mercado interno	271.794	223.252
Total mercado externo	131.675	-

Com a conclusão de aquisição do Polo Potiguar e início do segmento de refino de petróleo a carteira de clientes da Companhia passou a ser composta de diversos clientes atuantes no mercado de óleo e gás. A Administração avalia que o risco de inadimplência dos seus créditos é baixo. Em 30 de junho de 2023 e 31 de dezembro de 2022 não existiam valores vencidos no contas a receber e a Administração avaliou a perda esperada e definiu que qualquer constituição de provisão para perdas de crédito esperada seria irrelevante. Em 30 de junho de 2023 o prazo médio de recebimento das contas a receber de terceiros é de 41 dias (22 dias em 31 de dezembro de 2022).

6 . Adiantamentos

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Adiantamentos a fornecedores (a)	574	446	115.106	82.140
Outros adiantamentos (b)	-	2.828	6.169	110.871
	574	3.274	121.275	193.011

(a) Refere-se principalmente à estruturação com a prestação de serviços no Polo Papa-Terra, pertencente à 3R Offshore, no valor de R\$ 67.638 em 30 de junho de 2023 (R\$ 67.809 em 31 de dezembro de 2022). Adicionalmente, o valor de R\$ 43.383 em 30 de junho de 2023 (R\$ 41.670 em 31 de dezembro de 2022), refere-se à adiantamentos à fornecedores para estruturação com a prestação de serviços aos demais polos da Companhia.

(b) Em 31 de dezembro de 2022, o saldo refere-se majoritariamente a adiantamentos efetuados para viabilização da captação, através de contrato de empréstimo e financiamento, do valor de US\$ 1 bilhão, o qual foi destinado principalmente para conclusão da aquisição do Polo Potiguar, conforme nota explicativa 1 e 15, sendo reclassificado para empréstimos e financiamentos após a conclusão do processo de captação em 07 de junho de 2023, conforme o CPC 08 (R1) – Custos de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários.

7 . Estoques

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Petróleo bruto (a)	-	-	267.285	123.675
Derivados de petróleo (b)	-	-	164.119	-
Material de uso e consumo - Almoxarifado (c)	-	-	246.344	63.797
	-	-	677.748	187.472

(a) Refere-se ao estoque de petróleo bruto produzido pelo campo Papa-terra no valor de R\$118.372 e de petróleo bruto armazenado na refinaria Clara Camarão pertencente a 3R Potiguar para uso na atividade de refino no valor de R\$ 148.913.

(b) Refere-se ao estoque de produtos derivados de petróleo processados na refinaria Clara Camarão pertencente a 3R Potiguar.

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

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

8 . Impostos a recuperar

8.1. Imposto de renda e contribuição social a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre lucro líquido	2.815	11.402	26.526	34.930
	2.815	11.402	26.526	34.930
Ativo circulante	2.815	11.402	26.526	32.488
Ativo não circulante	-	-	-	2.442

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

8.2. Outros impostos a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Imposto de renda retido na fonte (IRRF)	2.983	2.504	6.043	3.627
Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços (ICMS)	-	-	58.570	3.542
Programa de integração social e contribuição para financiamento da seguridade social (PIS/COFINS)	6	6	10.633	1.154
Outros	-	-	4.801	210
	2.989	2.510	80.047	8.533
Ativo circulante	2.983	2.510	79.923	8.533
Ativo não circulante	6	-	124	-

9 . Imposto de renda e contribuição social diferido

A Companhia e suas controladas reconhecem créditos fiscais diferidos relativos a diferenças temporárias e expectativa de compensação de créditos fiscais oriundo da utilização de prejuízo fiscal e base negativa. Em 30 de junho de 2023, após o início das operações do Polo Potiguar, a 3R Potiguar registrou estes créditos fiscais pois considera provável sua realização.

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

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

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

A alteração realizada conforme o requerimento da atualização da referida norma encontra-se demonstrada abaixo, com o saldo de tributo fiscal diferido constituído sobre arrendamentos e passivos para desmontagem e remoção sendo apresentada de forma segregada. Assim, os ativos e passivos fiscais diferidos compõem-se de:

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Ativos diferidos sobre diferença temporária	-	-	262.421	115.420
Ativos diferidos sobre prejuízo fiscal	-	-	414.591	384.805
Total dos ativos fiscais diferidos	-	-	677.012	500.225
Passivos diferidos sobre diferença temporária	-	-	(190.616)	(5.535)
Passivo diferido sobre mais valia dos ativos na aquisição de 3R Areia Branca	-	-	(71.246)	(73.895)
Total dos passivos fiscais diferidos	-	-	(261.862)	(79.430)
Tributos fiscais diferidos, líquidos	-	-	415.150	420.795
Ativos fiscais diferidos, líquidos	-	-	497.199	500.225
Passivos fiscais diferidos, líquidos	-	-	(82.049)	(79.430)

A expectativa de utilização do imposto diferido ativo constituído sobre prejuízo fiscal e base negativa e diferenças temporárias em 30 de junho de 2023 e 31 de dezembro de 2022, foi baseada nas projeções dos lucros tributáveis, considerando premissas financeiras e de negócios. O saldo do ativo diferido apresenta a seguinte expectativa de realização:

Ano	Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
2023	262.142	172.908
2024	208.277	96.095
2025	23.324	105.749
2026	2.023	111.967
2027	1.433	9.548
A partir de 2028	-	3.958
	497.199	500.225

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Valores reconhecidos no resultado

	Controladora				Consolidado			
	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022
Despesa com imposto de renda e contribuição social corrente	-	-	-	-	(30.972)	(30.875)	(53.587)	(55.590)
Despesas do período corrente	-	-	-	-	(30.972)	(30.875)	(53.587)	(55.590)
Despesa com imposto de renda e contribuição social diferido	-	-	-	-	10.135	28.383	(5.645)	13.362
Diferenças temporárias	-	-	-	-	(25.487)	35.464	(35.431)	35.620
Prejuízo fiscal	-	-	-	-	35.622	(7.081)	29.786	(22.258)
Total do resultado com imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-	(20.837)	(2.492)	(59.232)	(42.228)

Conciliação da alíquota de imposto efetiva

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

	Controladora				Consolidado			
	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	77.016	52.831	89.708	(239.286)	100.225	34.580	154.723	(260.859)
Alíquota fiscal vigente	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculados pelas alíquotas vigentes	(26.185)	(17.963)	(30.500)	81.357	(34.077)	(11.757)	(52.606)	88.692
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo	26.185	17.963	30.500	(81.357)	13.240	9.265	(6.626)	(130.920)
Exclusões permanentes	(151)	(3.791)	(233)	(7.202)	2.567	(4.396)	722	(9.096)
Equivalência patrimonial	46.833	9.627	74.836	11.417	-	-	-	-
Diferenças temporárias para as quais não foi constituído ativo fiscal diferido	(6.078)	553	(2.093)	(11.549)	(6.078)	(3.316)	(2.093)	(53.912)
Constituição IR/CS diferidos anos anteriores	-	-	-	-	8.514	-	8.514	-
Prejuízo fiscal do período para o qual não foi constituído ativo diferido	(14.419)	11.574	(42.010)	(74.023)	(9.118)	(7.019)	(49.017)	(105.721)
Incentivo fiscal – lucro da exploração (a)	-	-	-	-	17.355	23.996	35.248	37.809
Imposto de renda e contribuição social diferido no período	-	-	-	-	(20.837)	(2.492)	(59.232)	(42.228)
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	-	-	(30.972)	(30.875)	(53.587)	(55.590)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	-	10.135	28.383	(5.645)	13.362
Alíquota efetiva (b)	0%	0%	0%	0%	21%	7%	38%	(16%)

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

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

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

10 . Adiantamento para cessão de blocos

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
3R Pescada (a)	-	-	1.600	1.600
3R Potiguar (b)	-	-	-	591.949
	-	-	1.600	593.549

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

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

11 . Investimentos

	Participação Direta	Controladora	
		30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
3R Offshore	85%	366.182	333.402
3R Pescada	100%	130.028	151.328
3R Candeias	100%	1.416.555	1.370.643
3R Macau	100%	1.382.161	1.200.452
3R RV	100%	272.848	251.525
3R FZB	100%	71.454	80.978
3R Areia Branca	100%	276.747	272.970
3R Potiguar	100%	1.177.862	575.648
3R Lux	100%	276.058	80.176
		5.369.895	4.317.122

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Movimentação dos saldos dos investimentos no período findo em 30 de junho de 2023 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022:

	3R Offshore	3R Pescada	3R Candeias	3R Macau	3R RV	3R FZB	3R Areia Branca	3R Potiguar	3R Lux	Total
Saldo em 01 de janeiro de 2022	157.629	159.969	87.450	983.538	195.321	48.801	282.331	1.000	-	1.916.039
Aporte de capital	114.000	-	1.250.000	-	-	50.000	-	600.000	79.827	2.093.827
Participação relativa	(7.134)	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.134)
Dividendos declarados	-	(32.833)	-	(225.868)	-	-	-	-	-	(258.701)
Resultado equivalência patrimonial	68.907	33.661	33.193	442.782	56.204	(17.823)	(9.361)	(25.352)	349	582.560
Ajuste de conversão	-	(9.469)	-	-	-	-	-	-	-	(9.469)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	333.402	151.328	1.370.643	1.200.452	251.525	80.978	272.970	575.648	80.176	4.317.122
Aporte de capital	-	-	50.000	-	-	-	-	600.000	215.786	865.786
Resultado equivalência patrimonial	32.780	(7.058)	(4.088)	181.709	25.517	(9.524)	3.777	2.214	(5.220)	220.107
Dividendos declarados	-	(5.782)	-	-	(4.194)	-	-	-	-	(9.976)
Ajuste de conversão	-	(8.460)	-	-	-	-	-	-	(14.684)	(23.144)
Saldo em 30 de junho de 2023	366.182	130.028	1.416.555	1.382.161	272.848	71.454	276.747	1.177.862	276.058	5.369.895

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Informações financeiras resumidas das controladas em 30 de junho de 2023 e 31 de dezembro de 2022:

	30 de junho de 2023							
	Participação acionária	Ativo circulante	Ativo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Patrimônio líquido	Mais valia na aquisição de 3R Areia Branca (i)	Resultado
3R Offshore	85%	414.016	1.206.785	514.462	740.157	366.182	-	32.780
3R Pescada	100%	79.857	157.306	16.277	90.858	130.028	-	(7.058)
3R Candeias	100%	104.102	1.505.901	61.736	131.712	1.416.555	-	(4.088)
3R Macau	100%	394.197	1.272.351	92.735	191.652	1.382.161	-	181.709
3R RV	100%	70.652	734.276	229.736	302.344	272.848	-	25.517
3R FZB	100%	26.863	334.896	75.829	214.476	71.454	-	(9.524)
3R Areia Branca	100%	59.439	150.460	29.892	41.561	138.446	138.301	3.777
3R Potiguar	100%	927.255	8.138.287	924.435	6.963.245	1.177.862	-	2.214
3R Lux	100%	9.578	2.571.123	25.262	2.279.381	276.058	-	(5.220)
		2.085.959	16.071.385	1.970.364	10.955.386	5.231.594	138.301	220.107

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

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

Saldo em 1º de janeiro de 2022	173.631
Amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	(45.741)
(-) Impacto no imposto diferido sobre a redução das diferenças de base por conta da amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	15.552
Saldo em 31 de dezembro de 2022	143.442
Amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	(7.789)
(-) Impacto no imposto diferido sobre a redução das diferenças de base por conta da amortização/depreciação dos ativos fixos adquiridos na combinação de negócios	2.648
Saldo em 30 de junho de 2023	138.301

12 . Imobilizado

Controladora

	Vida Útil (anos)	Saldos em 1º de janeiro de 2022		Baixa	Saldo em 31 de dezembro de 2022	Adição	Baixa	Transferência	Saldo em 30 de junho de 2023
Custo									
Imobilizados administrativo	10 - 20	2.121	6.495	(29)	8.587	720	(4)	180	9.483
Instalações	15 - 25	2.543	6.940	-	9.483	203	-	201	9.887
Imobilizado em andamento	-	-	1.138	-	1.138	384	-	(381)	1.141
		4.664	14.573	(29)	19.208	1.307	(4)	-	20.511
Depreciação									
Imobilizados administrativo		(189)	(1.003)	-	(1.192)	(699)	-	-	(1.891)
Instalações		-	(155)	-	(155)	(140)	-	-	(295)
		(189)	(1.158)	-	(1.347)	(839)	-	-	(2.186)
Total		4.475	13.415	(29)	17.861	468	(4)	-	18.325

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Consolidado

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2022		Constituição ARO		Ajuste ARO		Mais Valia		Ajuste de conversão		Em 31 de dezembro de 2022		Transferência		Constituição ARO		Ajuste de ARO		Mais Valia		Ajuste de conversão		Em 30 de junho de 2023			
		Adição	Baixa	Ajuste ARO	Impairment	Mais Valia	Ajuste de conversão	Adição	Baixa	Constituição ARO	Impairment	Ajuste de ARO	Mais Valia	Ajuste de conversão	Adição	Baixa	Constituição ARO	Impairment	Ajuste de ARO	Mais Valia	Ajuste de conversão	Adição	Baixa	Ajuste de ARO	Mais Valia	Ajuste de conversão	
Custo																											
Instalações	15 - 25	8.690	42.398	-	-	-	-	-	-	51.088	434.021	6.650	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	491.759	
Máquinas e Equipamentos	15 - 30	136.685	263.377	-	-	-	-	-	-	400.062	1.433.248	8.989	(292)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.842.007	
Imobilizados administrativo	10 - 20	16.653	14.325	(306)	-	-	-	-	(3)	30.669	126.481	459	(4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	157.584	
Poços	UOP	608.090	158.283	-	-	-	-	-	(35.598)	730.775	714.540	16.345	(2.168)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(40.404)	-	1.419.088	
Plataformas	UOP	-	252.364	-	-	-	-	-	-	252.364	11.557	(2.697)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	261.224	
Facilities	UOP	595.185	3.901	(68)	-	-	-	-	(29.285)	569.733	2.893	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(33.187)	-	539.463	
Veículos	5	961	264	-	-	-	-	-	-	1.225	775	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.000	
Terreno	-	16.908	-	-	-	-	-	-	-	16.908	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.908	
Desmobilização do Campo	UOP	317.394	-	-	760.304	(72.558)	-	-	(3.040)	1.002.100	-	-	-	-	-	1.245.552	-	(189.268)	-	-	-	-	(1.870)	-	-	2.056.514	
Imobilizado em andamento	-	249.697	117.816	(1.122)	-	-	-	(123.318)	-	242.911	206.151	(29.770)	-	-	-	-	(26.500)	-	-	-	-	-	(234)	-	-	392.558	
		1.950.263	852.728	(1.496)	760.304	(72.558)	(123.318)	-	(68.088)	3.297.835	2.929.666	-	(2.464)	-	-	1.245.552	(26.500)	(189.268)	-	-	-	(811)	(14.242)	-	(75.716)	7.179.105	
Depreciação																											
Instalações		(1.295)	(993)	-	-	-	-	(59)	-	(2.347)	(1.597)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(29)	-	-	(3.973)	
Máquinas e Equipamentos		(8.377)	(21.773)	-	-	-	-	(1.534)	-	(31.684)	(19.831)	-	22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(767)	-	-	(52.260)	
Imobilizados administrativo		(5.611)	(3.518)	308	-	-	-	(30)	4	(8.847)	(1.811)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(15)	-	-	-	(10.673)	
Poços		(467.938)	(11.014)	-	-	-	-	-	31.162	(447.790)	(13.559)	-	2.421	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.947	-	(424.981)	
Plataformas		-	(6.886)	-	-	-	-	-	-	(6.886)	(24.683)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(31.569)	
Facilities		(451.142)	(12.214)	28	-	-	-	-	22.741	(440.587)	(3.657)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.699	-	(418.545)	
Veículos		(574)	(25)	-	-	-	-	(374)	-	(973)	(32)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.005)	
Desmobilização do Campo		(67.313)	(66.367)	-	-	-	-	-	3.030	(130.650)	(39.278)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.828	-	(168.100)	
		(1.002.250)	(122.790)	336	-	-	-	(1.997)	56.937	(1.069.764)	(104.448)	-	2.443	-	-	-	-	-	-	-	-	(811)	(14.242)	-	61.474	(1.111.106)	
Total		948.013	729.938	(1.160)	760.304	(72.558)	(123.318)	(1.997)	(11.151)	2.228.071	2.825.218	-	(21)	-	-	1.245.552	(26.500)	(189.268)	(811)	(14.242)	-	(75.716)	-	-	6.067.999		

As adições ao imobilizado compreendidas durante os seis meses findos em junho de 2023, na linha de imobilizados em andamento, são majoritariamente referentes a construção de uma planta de processamento de água (Debottlenecking), no valor de R\$ 46.385, campanha de perfuração de poços no valor de R\$ 32.734, *workover* no valor de R\$ 30.170 e almoxarifado de materiais a aplicar em revitalizações de poços, no valor de R\$ 77.148.

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

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

Em 30 de junho de 2023 a Administração da Companhia identificou indícios que levaram a realização do teste de *impairment* para o campo de Camarão, pertencente à 3R Offshore, que gerou a provisão no valor de R\$ 26.500 no encerramento do referido período, considerando a taxa de desconto de 11,36% a.a. A premissa é de que o projeto do escoamento do gás produzido se dê por meio da plataforma de Manati e, portanto, depende de acordo comercial e/ou societário com os atuais detentores dos direitos econômicos sobre a plataforma e sobre duto de escoamento até a costa. Adicionalmente, foi realizada revisão do prazo de venda do gás (com ponto de entrega na chegada do gasoduto na plataforma de Manati) e do investimento necessário para o projeto de *tie-back* (conexão da área produtora de Camarão até a plataforma de Manati). Neste momento, tal investimento não está contemplado no orçamento de curto prazo da Companhia.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

13 . Intangível

Controladora

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2022	Adição	Em 31 de dezembro de 2022	Adição	Em 30 de junho de 2023
Custo						
Cessão de direitos		777	-	777	-	777
Software e licenças	5	1.668	7.633	9.301	6.966	16.267
Marcas e Patentes	5	258	-	258	-	258
		2.703	7.633	10.336	6.966	17.302
Amortização						
Software e licenças		(69)	(212)	(281)	(1.232)	(1.513)
Marcas e Patentes		(255)	-	(255)	-	(255)
		(324)	(212)	(536)	(1.232)	(1.768)
Total		2.379	7.421	9.800	5.734	15.534

Consolidado

	Vida Útil (anos)	Em 1º de janeiro de 2022	Adição	Mais Valia	Em 31 de dezembro de 2022	Adição	Baixa	Mais Valia	Em 30 de junho de 2023
Custo									
Cessão de direitos	UOP	1.610.263	1.654.308	-	3.264.571	4.232.129	(160)	-	7.496.540
Software e licenças	5	3.820	10.477	-	14.297	24.525	-	-	38.822
Marcas e Patentes	5	260	-	-	260	-	-	-	260
		1.614.343	1.664.785	-	3.279.128	4.256.654	(160)	-	7.535.622
Amortização									
Cessão de direitos		(118.881)	(118.020)	(43.746)	(280.647)	(84.906)	160	(6.978)	(372.371)
Software e licenças		(95)	(615)	-	(710)	(2.687)	-	-	(3.397)
Marcas e Patentes		(255)	-	-	(255)	-	-	-	(255)
		(119.231)	(118.635)	(43.746)	(281.612)	(87.593)	160	(6.978)	(376.023)
Total		1.495.112	1.546.150	(43.746)	2.997.516	4.169.061	-	(6.978)	7.159.599

Em 08 de junho de 2023 a 3R Potiguar concluiu a transferência da participação de 100% dos direitos da concessão sobre o campo de produção do Polo Potiguar da Petrobras, após aprovação de transferência dos contratos de concessão pela ANP. O valor da transação considerando os ajustes e os pagamentos diferidos foram de US\$ 1,5 bilhões (R\$ 7.233.827), divididos em (i) US\$ 110 milhões (R\$ 591.948), pagos na assinatura do contrato de aquisição, em janeiro de 2022; (ii) US\$ 1,1 bilhão (R\$ 5.407.889) referente a parcela final do *closing consideration*, já considerando os ajustes previstos em contrato e (iii) US\$ 251 milhões (R\$ 1.233.990), divididos em 4 parcelas anuais de US\$ 62,8 milhões, sendo a primeira em março de 2024. Foram identificados instalações e equipamentos no valor de R\$ 2.573.511, que foram classificados como ativo imobilizado, conforme nota explicativa 12, o estoque de petróleo e derivados de petróleo contidos na refinaria Clara Camarão no valor de R\$ 162.321 e R\$ 153.659 referente ao inventário de materiais e equipamentos que foram transferidos à 3R Potiguar nesta data. Sendo assim, o valor registrado no ativo intangível foi de R\$ 4.232.129, já descontado do ajuste a valor presente no valor de R\$ 112.258. O valor total da transação registrado nessas Informações Trimestrais – ITR em 30 de junho de 2023 foi de R\$ 7.121.569.

14 . Fornecedores

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Fornecedor nacional	8.042	4.763	492.372	228.223
Fornecedor estrangeiro	183	1.456	155.929	18.445
Total	8.225	6.219	648.301	246.668

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

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

15 . Empréstimos e financiamentos

Instituição financeira	Banco Safra (a)	Banco Safra (a)	Banco Safra (a)	Banco BNB (b)	Banco CEF (b)	Banco CCB (b)	UMB (pool bancos) (c)	Total
Encargos financeiros anuais (%)	Dólar + 6,70%	Dólar +8,20%	Dólar +8,65%	IPCA + 5,29%	Taxa DI + 2,67%	Taxa DI + 1,8%	SOFR + 6,25%	
Captação	50.000	24.500	25.500	-	-	-	-	100.000
Varição Cambial	6.225	(438)	(229)	-	-	-	-	5.558
Juros provisionados	2.647	9	9	-	-	-	-	2.665
31 de dezembro de 2022	58.872	24.071	25.280	-	-	-	-	108.223
Captação	-	-	-	15.000	50.000	60.000	2.461.800	2.586.800
Custo de transação	-	-	-	-	-	-	(105.691)	(105.691)
Varição Cambial	(1.973)	(2.016)	(2.107)	-	-	-	-	(6.096)
Liquidação principal	(54.364)	(22.175)	(23.291)	-	-	-	-	(99.830)
Juros pagos	(3.603)	(1.757)	(1.858)	-	-	-	-	(7.218)
Ajuste de conversão	-	-	-	-	-	-	(76.728)	(76.728)
Juros provisionados	1.068	1.877	1.976	161	1.744	1.731	22.406	30.963
30 de junho de 2023	-	-	-	15.161	51.744	61.731	2.301.787	2.430.423
Passivo circulante	-	-	-	-	-	-	-	55.881
Passivo não circulante	-	-	-	-	-	-	-	2.374.542

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

(b) Empréstimos captados durante o primeiro semestre de 2023, sendo R\$ 15.000 contratados junto ao Banco BNB, com vencimento em junho de 2030, pela controlada 3R Macau e R\$ 50.000 e R\$ 60.000 contratados junto ao Banco CEF e ao Banco CCB, respectivamente, com vencimentos em abril de 2025 e outubro de 2024, captados pela 3R OG.

(c) Empréstimo adquirido pela 3R Lux em junho de 2023 e com vencimento em fevereiro de 2027 no valor de US\$ 500 milhões (R\$ 2.523.422), com objetivo de capitalizar recursos financeiros para o pagamento das obrigações assumidas com o *closing* do Polo Potiguar.

16 . Debêntures

Debêntures na controlada 3R Areia Branca

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

Debenturista – BTG Pactual Serviços Financeiros S.A.

Valor total da emissão - R\$ 47.124

Quantidade – 1

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

Emissão – 21 de setembro de 2021

Vencimento – 01 de novembro de 2024

Pagamento de juros – Trimestral

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

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

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

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Debêntures na Controladora 3R OG

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

Debenturista – Banco Itaú BBA S.A.

Valor total da emissão - R\$ 900.000

Quantidade – 900.000

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

Emissão – 16 de agosto de 2022

Vencimento – 15 de agosto de 2025

Pagamento de juros – Trimestral

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

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

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

Debêntures BTG - Potiguar

Emissão de debêntures, de acordo com a 4ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie Quirografia, em Série Única, com as seguintes características ("Debêntures BTG - Potiguar"):

Debenturista – Banco BTG Pactual S.A.

Valor total da emissão - R\$ 2.646.050

Quantidade – 200

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

Emissão – 27 de março de 2023

Vencimento – 20 de outubro de 2027

Pagamento de juros – Trimestral

Garantia – Garantia de cessão fiduciária

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

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

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Debêntures Santander - Potiguar

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

Debenturista – Banco Santander S.A.

Valor total da emissão - R\$ 2.461.800

Quantidade – 24.618.000

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

Emissão – 26 de maio de 2023

Vencimento – 26 de maio de 2028

Pagamento de juros – Bimestral, trimestral e quadrimestre

Garantia – Garantia de cessão fiduciária

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

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

	Controladora		3R Areia Branca		3R Potiguar BTG		3R Potiguar Santander		Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Saldo inicial	900.585	-	42.734	48.212	-	-	-	-	943.319	48.212
Emissão de Debêntures	-	900.000	-	-	2.646.050	-	2.461.800	-	5.107.850	900.000
Custos de transação	-	(19.274)	-	-	(112.799)	-	-	-	(112.799)	(19.274)
Custos de transação apropriados	3.212	2.142	-	-	2.128	-	-	-	5.340	2.142
Juros apropriados	71.584	40.502	1.329	4.401	18.989	-	17.721	-	109.623	44.903
Juros pagos	(70.544)	(22.785)	(1.549)	(4.121)	(6.729)	-	(8.919)	-	(87.741)	(26.906)
Liquidação Principal	-	-	(9.041)	(3.052)	-	-	-	-	(9.041)	(3.052)
Atualização monetária	-	-	(1.670)	(2.706)	(32.600)	-	(32.600)	-	(66.870)	(2.706)
Variação cambial paga	-	-	(1.602)	-	(107)	-	(175)	-	(1.884)	-
Variação cambial incorrida	-	-	(174)	-	(179.719)	-	(115)	-	(180.008)	-
	904.837	900.585	30.027	42.734	2.335.213	-	2.437.712	-	5.707.789	943.319
Passivo circulante	275.900	17.717	21.201	21.517	11.993	-	13.202	-	322.296	39.234
Passivo não circulante	628.937	882.868	8.826	21.217	2.323.220	-	2.424.510	-	5.385.493	904.085

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

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

17. Impostos a recolher

17.1. Imposto de renda e contribuição social a recolher

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre lucro líquido (IRPJ/CSSL)	-	-	17.136	6.317
	-	-	17.136	6.317

17.2. Outros impostos a recolher

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Programa de integração social e contribuição para financiamento da seguridade social (PIS/COFINS)	558	711	3.383	7.541
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (ICMS)	5	-	72.336	32.120
Imposto de renda retido na fonte (IRRF)	1.358	1.920	9.841	4.831
Instituto nacional de seguridade social (INSS)	32	40	7.220	5.270
Outros	147	112	2.079	1.222
	2.100	2.783	94.859	50.984

18. Valores a pagar por aquisições

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Aquisição do Polo Rio Ventura (a)	-	-	93.248	93.472
Aquisição de 3R Areia Branca (b)	34.908	32.184	34.908	32.184
Aquisição do Polo Fazenda Belém (c)	-	-	60.017	61.563
Aquisição Polo Peroá (d)	-	-	236.616	241.549
Aquisição Polo Papa Terra (e)	-	-	396.187	404.137
Aquisição Polo Potiguar (f)	-	-	1.108.191	-
	34.908	32.184	1.929.167	832.905
Circulante	34.908	-	832.071	299.089
Não circulante	-	32.184	1.097.096	533.816

(a) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Rio Ventura, sendo US\$ 16 milhões (R\$ 96.609) a serem pagos em 30 meses após o fechamento da transação ocorrida em 15 de julho de 2021, atrelados ao preço de referência óleo (*brent*), caso alcance uma média móvel igual ou superior a US\$ 48 e US\$ 58 por barril, respectivamente, aferidas em um período de 12 meses, a qualquer tempo a partir da conclusão da aquisição do ativo, atualizado à uma taxa libor USD e cotação do dólar americano no encerramento do período. Sendo assim, o valor remanescente a ser pago pela aquisição do Polo Rio Ventura em 30 de junho é de R\$ 93.248.

(b) Refere-se à parcela contingente a ser paga pela aquisição da 3R Areia Branca de até US\$ 7 milhões (R\$ 37.406), caso o preço médio diário de referência *brent* entre 02 de agosto de 2021 e 31 de dezembro de 2023 seja superior a US\$ 55 por barril. Para fins de cálculo, será devido o pagamento de US\$ 4,66 mil para cada US\$ 0,01 por barril de *brent* médio no período pré-estabelecido que supere o *brent* mínimo, limitado a US\$ 7 milhões. Sendo assim, considerando que as condições pré-estabelecidas serão atendidas, o valor a ser pago pela aquisição de 3R Areia Branca em 30 de junho é de R\$ 34.908.

(c) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Fazenda Belém, conforme contrato firmado em 14 de agosto de 2020, na qual 3R FZB adquiriu a totalidade da participação da Petrobras nos campos terrestres (*onshore*) de Fazenda Belém e Icapuí, o Polo Fazenda Belém, na bacia Potiguar, no Ceará, tendo como valor a ser pago de US\$ 10,0 milhões, equivalentes à R\$ 59.204, em doze meses após o fechamento da transação, atualizado a taxa libor mensal. Sendo assim, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Fazenda Belém em 30 de junho de 2023 é de R\$ 60.017.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(d) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Peroá, conforme contrato firmado em 29 de janeiro de 2021, na qual a 3R Offshore adquiriu 100% da participação da Petrobras nos campos de produção de Peroá e Cangoá e BM-ES-21 (Plano de Avaliação de Descoberta de Malombe), denominados conjuntamente Polo Peroá, localizado na Bacia do Espírito Santo, tendo como valor a ser pago de US\$ 42,5 milhões (R\$ 245.144) em pagamentos contingentes previstos em contrato, sendo: (i) US\$ 20 milhões vinculados à apresentação da declaração de comercialidade de Malombe à ANP; (ii) US\$ 12,5 milhões atrelados ao atingimento da referência *brent* US\$ 48 por barril; e (iii) US\$ 10 milhões atrelados ao atingimento da referência *brent* US\$ 58 por barril, atualizado a taxa *libor* mensal. Sendo assim, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Polo Peroá em 30 de junho de 2023 é de R\$ 236.616.

(e) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Papa-Terra, conforme contrato firmado em 09 de julho de 2021, na qual a 3R Offshore adquiriu 62,5% dos direitos da concessão sobre o campo de produção de Papa Terra da Petrobras, composto da FPSO (P-63) e a plataforma do tipo TLWP (P-61), denominados conjuntamente Polo Papa-Terra, localizado na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, tendo como valor a ser pago de US\$ 90 milhões descontados da geração de caixa remanescente, sendo considerado na data de aquisição US\$ 80,4 milhões, (R\$ 436.194), atualizado a taxa *libor* mensal, que estão condicionados ao preço de referência do petróleo tipo Brent e à performance operacional do ativo entre a data de conclusão da transação e dezembro de 2032. Em 30 de Junho de 2023, o valor a ser pago é de US\$ 88,2 milhões (R\$ 425.261), acrescido do ajuste a valor presente registrado de (R\$ 29.074) considerando uma taxa média de desconto de 12,48% a.a. Sendo assim, o valor atualizado a ser pago pela aquisição do Papa-Terra em 30 de junho de 2023 é de R\$ 396.187.

(f) Refere-se à obrigação de pagar pela aquisição do Polo Potiguar, conforme contrato firmado em 31 de janeiro de 2022, na qual a 3R Potiguar adquiriu 100% da participação dos direitos da concessão sobre o conjunto de 22 campos de óleo e gás, localizado na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte, tendo como valor a ser pago de US\$ 235,0 milhões (R\$ 1.154.297) atualizado a taxa *libor* mensal. Em 08 de junho de 2023 o valor atualizado a ser pago em 4 parcelas anuais sendo a primeira em março de 2024 totalizava o valor de US\$ 251,2 milhões (R\$ 1.233.990). Em 30 de junho de 2023, o valor atualizado a ser pago corresponde ao valor de US\$ 252,6 milhões (R\$ 1.217.145) que, descontado do ajuste a valor presente registrado de US\$ 22,6 milhões (R\$ 108.954), considerando uma taxa média de desconto de 12,48% a.a., totaliza o montante de US\$ 230,0 milhões (R\$ 1.108.191).

19 . Outras obrigações

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Obrigações com antigo controlador	60.507	58.706	63.572	58.706
Obrigações a pagar Fazenda Pinauna	-	-	15.000	15.000
Outros	1.663	1.860	25.733	16.998
	62.170	60.566	104.305	90.704
Circulante	1.663	1.663	40.733	24.476
Não circulante	60.507	58.903	63.572	66.228

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

20 . Transações com partes relacionadas

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

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Saldos patrimoniais				
Ativo Circulante				
Debêntures (i)	247.822	12.613	-	-
Dividendos a receber (ii)	5.782	225.868	-	-
Contas a receber - partes relacionadas (iii)	14.403	14.749	-	-
Total do ativo circulante com partes relacionadas	268.007	253.230	-	-
Ativo Não Circulante				
Debêntures (i)	527.646	620.000	-	-
Total do ativo não circulante com partes relacionadas	527.646	620.000	-	-
Aumento de capital social em controlada (iv)	70.028	12.000	-	-
Outras contas a pagar	-	605	-	-
Contas a pagar com partes relacionadas	70.028	12.605	-	-
Resultado das operações no período				
Receitas financeiras				
Juros sobre mútuo concedido	-	2.183	-	-
Juros sobre debêntures (i)	54.483	19.864	-	-
Receitas com partes relacionadas	54.483	22.047	-	-

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

(ii) O valor de R\$ 5.782 (R\$ 225.868 em 31 de dezembro de 2022) refere-se aos dividendos a receber a serem pagos pela controlada 3R Pescada referente ao resultado do exercício de 2022.

(iii) O valor de R\$ 14.403 (R\$ 14.749 em 31 de dezembro de 2022) refere-se ao compartilhamento de gastos pagos pela Controladora e a ser reembolsado pelas suas Controladas, sendo elas a 3R Offshore, 3R Candeias, 3R Macau, 3R RV, 3R FZB, 3RPotiguar, 3R Lux e 3R Areia Branca.

(iv) Refere-se ao aumento de capital nas controladas 3R Potiguar e 3R Candeias no montante de R\$50.000 e R\$ 20.000, respectivamente.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Remuneração pessoal chave

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

A Companhia é dirigida por um Conselho de Administração composto por, no mínimo 5 e no máximo 11 membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral com mandato unificado de 2 anos e uma Diretoria eleita pelo Conselho de Administração compostos por, no mínimo 3 e no máximo 7 membros, sendo um diretor presidente, um diretor de relações com investidores, um diretor financeiro e os demais sem designação específica. A remuneração dos membros do Conselho de Administração e Diretoria em 30 de junho de 2023 e em 31 de dezembro de 2022 estão no quadro a seguir:

	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Remuneração e benefícios	5.101	18.623
Encargos sociais	986	2.591
Total	6.087	21.214

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

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

21 . Provisão para abandono

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

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

	Consolidado									
	3R RV	3R Areia Branca	3R Pescada	3R Macau	3R Candeias	3R FZB	3R Offshore (Peroá)	3R Offshore (Papa-Terra)	3R Potiguar	Total
Saldo em 01 de janeiro de 2022	143.983	9.567	124.611	135.803	-	-	-	-	-	413.964
Constituição da provisão	-	-	-	-	123.869	274.511	200.113	161.811	-	760.304
Gastos com abandono no exercício	(850)	-	-	(2.406)	-	-	-	-	-	(3.256)
Atualização da provisão do abandono	7.223	489	5.284	6.826	14.454	8.584	7.650	-	-	50.510
Remensuração da provisão do abandono	(57.002)	22.302	(27.878)	(37.858)	-	-	-	-	-	(100.436)
Ajuste de conversão	-	-	(8.101)	-	-	-	-	-	-	(8.101)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	93.354	32.358	93.916	102.365	138.323	283.095	207.763	161.811	-	1.112.985
Constituição da provisão	-	-	-	-	-	-	-	-	1.245.552	1.245.552
Gastos com abandono no período	(755)	-	-	(11)	-	-	-	-	-	(766)
Atualização da provisão do abandono	3.035	1.029	3.004	3.291	4.398	9.264	6.799	5.294	-	36.114
Remensuração da provisão do abandono (a)	(27.820)	(5.067)	(10.702)	(23.683)	(27.043)	(80.595)	(2.162)	(22.898)	-	(199.970)
Reembolso de gasto com abandono	-	-	-	3.502	-	-	-	-	-	3.502
Ajuste de conversão	-	-	(7.201)	-	-	-	-	-	-	(7.201)
Saldo em 30 de junho de 2023	67.814	28.320	79.017	85.464	115.678	211.764	212.400	144.207	1.245.552	2.190.216
Taxa de desconto	7,73%	7,73%	7,73%	7,73%	7,73%	7,73%	7,94%	7,73%	7,73%	
Previsão de abandono	2053	2053	2050	2053	2053	2053	2039	2049	2053	

(a) No 1º semestre de 2023, a Companhia e suas controladas remensuraram o passivo de abandono em virtude da apresentação dos prazos de vida útil de cada projeto contido na nova certificação de reserva emitida pela DeGolyer and MacNaughton conforme nota explicativa 1.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

22 . Provisão de contingências

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

	Controladora		Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Trabalhista	3.501	3.589	4.493	3.589
Outros	-	-	-	424
	3.501	3.589	4.493	4.013

Em 30 de Junho de 2023 a Companhia e suas controladas são objeto de ações tributárias, trabalhistas e cíveis cujas probabilidades de perda são avaliadas como possíveis pela Administração e seus consultores jurídicos pelo valor aproximado de R\$ 2.685.619 (R\$ 1.292.482 em 31 de dezembro de 2022).

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

	Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Cível (a)	2.671.824	1.278.886
Trabalhista	11.197	7.813
Tributária	2.646	5.783
	2.685.667	1.292.482

(a) Em dezembro de 2022, a 3R Offshore (na qualidade de suposta sucessora da Petrobras) apresentou contestação em ação civil pública, movida pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores, cujo objetivo é o pagamento de indenização a título de danos materiais (lucros cessantes) e morais. O valor apresentado pela autora é de R\$ 1.292.857 (R\$ 1.277.240 em 31 de dezembro de 2022), referente a supostos danos sofridos por pescadores não identificados, em razão de intervenção na atividade pesqueira, pretensamente causada pela criação de uma zona de exclusão ao exercício da pesca pela exploração de petróleo e gás desempenhada pela Petrobras no Polo de Papa-Terra (operado pela 3R Offshore somente a partir de dezembro de 2022). O valor apresentado tem como base o início da concessão da licença concedida à Petrobras em outubro de 2013.

Adicionalmente, durante o primeiro trimestre de 2023, foi adicionado o montante de R\$ 1.337.273, referente ao valor da ação civil pública, ajuizada pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores, em face da 3R Offshore (na qualidade de suposta sucessora da Petrobras). O valor apresentado pela autora se refere a suposta indenização, a título de danos materiais e morais, sofridos por pescadores não identificados. Ao conceder a licença para explorar petróleo e gás à Petrobras, no Polo de Peroá (operado pela 3R Offshore a partir de agosto de 2022), o órgão ambiental criou uma zona de exclusão ao exercício da pesca. Os danos pleiteados pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores decorreriam, assim, da suposta intervenção na atividade pesqueira, na referida zona de exclusão e teriam como fato gerador a concessão da referida licença.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

23 . Arrendamentos

Arrendamentos – Passivo

	Controladora								
	01 de janeiro de 2022	Adições e alterações contratuais	Pagamentos	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2022	Baixas	Pagamentos	Juros reconhecidos no resultado	30 de junho de 2023
Imóvel Administrativo	6.550	13.475	(3.438)	1.557	18.144	(5.547)	(2.713)	983	10.867
	6.550	13.475	(3.438)	1.557	18.144	(5.547)	(2.713)	983	10.867

	Consolidado									
	1º de janeiro de 2022	Adições e alterações contratuais	Pagamentos	Juros reconhecidos no resultado	31 de dezembro de 2022	Adições e alterações contratuais	Baixas	Pagamentos	Juros reconhecidos no resultado	30 de junho de 2023
Imóvel Administrativo	9.066	12.593	(4.266)	1.755	19.148	-	(5.547)	(2.853)	1.006	11.754
Outros imóveis	105	325	(176)	20	274	-	-	(285)	43	32
Plantas e equipamentos	16.554	16.141	(2.785)	1.234	31.144	6.003	-	(5.219)	1.770	33.698
	25.725	29.059	(7.227)	3.009	50.566	6.003	(5.547)	(8.357)	2.819	45.484

Direito de uso – Ativo

	Controladora							
	1º de janeiro de 2022	Adições e alterações contratuais	Depreciação	31 de dezembro de 2022	Adições e alterações contratuais	Baixas	Depreciação	30 de junho de 2023
Imóvel Administrativo	6.550	13.475	(2.803)	17.222	-	(5.547)	(1.886)	9.789
	6.550	13.475	(2.803)	17.222	-	(5.547)	(1.886)	9.789

	Consolidado							
	1º de janeiro de 2022	Adições e alterações contratuais	Depreciação	31 de dezembro de 2022	Adições e alterações contratuais	Baixas	Depreciação	30 de junho de 2023
Imóvel Administrativo	8.816	12.593	(3.288)	18.121	-	(5.547)	(2.050)	10.524
Outros imóveis	120	325	(325)	120	-	-	(110)	10
Plantas e equipamentos	16.554	16.141	(2.061)	30.634	6.003	-	(4.072)	32.565
	25.490	29.059	(5.674)	48.875	6.003	(5.547)	(6.232)	43.099

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

24 . Patrimônio Líquido

Capital social

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

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

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

As ações que compõem o capital social da Companhia são negociadas na bolsa de valores brasileira, tendo aproximadamente 98% em circulação (free floating). Em 30 de junho de 2023, houve mudança de participação acionária envolvendo estas ações. Desta forma, o capital social da Companhia ficou assim distribuído:

Acionistas	Capital social	Quantidade de ações	Participação no capital social
Gerval Investimentos Ltd.	424.570	20.165.245	8,4%
BTG Pactual WM Gestão de Recursos Ltda.	277.992	13.085.150	5,5%
Outros acionistas	4.351.844	206.647.052	86,1%
	5.054.406	239.897.447	100%

Reservas de capital

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

Durante o período findo em 30 de junho de 2023 houve cancelamento de opções que envolvem transações com pagamentos baseados em ações, decorrente do desligamento de profissionais que continham o benefício. Adicionalmente a Companhia estruturou dois novos programas de pagamentos baseados em ações, tendo como valor registrado adicionado ao programa já existente, resultando em um montante líquido de R\$3.813 (em 2022 o resultado de transações com pagamentos baseados em ações que impactaram o patrimônio líquido foi no montante de R\$ 33.793). Em 30 de junho de 2023 há 68 profissionais (45 profissionais em 31 de dezembro de 2022) que participam dos programas de pagamentos baseados em ações.

Sendo assim, em 30 de junho de 2023 a reserva de capital da Companhia representa o valor de R\$ 40.949.

Ajuste de avaliação patrimonial

A Companhia registrou na rubrica “ajuste de avaliação patrimonial” o valor de (R\$ 23.144) no período findo em 30 de junho de 2023 (R\$ 9.469 em 31 de dezembro de 2022), resultante da conversão da moeda funcional dólar para moeda de apresentação real de suas controladas 3R Pescada e 3R Lux, totalizando o saldo de R\$ 83.239 (R\$ 106.383 em 31 de dezembro de 2022).

Dividendos

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

O resultado apurado no período findo em 30 de junho de 2023 absorveu o prejuízo acumulado. No período findo em 30 de junho de 2022 a Companhia apurou prejuízo. Considerando que o período findo em 30 de junho de 2023 refere-se a informações trimestrais – ITR não houve distribuição de dividendos para o respectivo período.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

25 . Segmentos operacionais

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

Com a conclusão da aquisição do Polo Potiguar em 8 de junho de 2023 a Companhia e suas controladas passaram a atuar no segmento de *Mid & Downstream*. Antes a Companhia e suas controladas atuavam apenas no segmento de E&P. Para melhor avaliação e devida adequação realizada no seu sistema de gestão a Companhia passou também a avaliar separadamente o segmento corporativo e outros.

Essa segmentação reflete o modelo de gestão da Companhia e são utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisão para alocação de recursos e avaliação de desempenho, conforme a seguir:

a) Segmento operacional

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações	Abr-Jun. 2023
Receita de vendas, líquida	759.763	264.503	-	(187.684)	836.582
Custos dos produtos vendidos	(516.314)	(246.901)	-	165.332	(597.883)
Lucro Bruto	243.449	17.602	-	(22.352)	238.699
Despesas gerais e administrativas	(59.219)	(9.010)	(52.605)	6	(120.828)
Outras despesas, líquida	(37.761)	(4.989)	(214)	-	(42.964)
Resultado financeiro, líquido	38.253	7	(12.942)	-	25.318
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	184.722	3.610	(65.761)	(22.346)	100.225
Imposto de renda corrente e diferido	(22.159)	-	-	1.322	(20.837)
Lucro líquido (prejuízo) do período	162.563	3.610	(65.761)	(21.024)	79.388
Acionistas controladores	160.191	3.610	(65.761)	(21.024)	77.016
Acionistas não controladores	2.372	-	-	-	2.372

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações	Jan-Jun. 2023
Receita de vendas, líquida	1.337.142	264.503	-	(191.365)	1.410.280
Custos dos produtos vendidos	(885.606)	(246.901)	-	165.111	(967.396)
Lucro Bruto	451.536	17.602	-	(26.254)	442.884
Despesas gerais e administrativas	(117.170)	(9.107)	(104.441)	6	(230.712)
Outras despesas, líquida	(59.235)	(4.989)	(364)	-	(64.588)
Resultado financeiro, líquido	37.945	7	(30.813)	-	7.139
Lucro (prejuízo) antes do imposto e contribuição social	313.076	3.513	(135.618)	(26.248)	154.723
Imposto de renda corrente e diferido	(61.881)	-	-	2.649	(59.232)
Lucro líquido (prejuízo) do período	251.195	3.513	(135.618)	(23.599)	95.491
Acionistas controladores	245.412	3.513	(135.618)	(23.599)	89.708
Acionistas não controladores	5.783	-	-	-	5.783

b) Ativos por segmento

	Consolidado				
	E&P	Mid & Downstream	Corporativo e outros	Eliminações	30 de junho de 2023
Imobilizado	6.241.911	916.683	20.511	-	7.179.105
Intangíveis	7.518.320	-	17.302	-	7.535.622
Depreciação, exaustão e amortizações	(1.475.387)	-	(3.954)	(7.788)	(1.487.129)
Adições ao imobilizado e intangível	6.261.364	916.683	8.273	-	7.186.320

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

26 . Receita líquida

	Controladora				Consolidado			
	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022
Receita com Vendas								
Receita bruta de petróleo	-	-	-	-	533.756	465.125	1.066.448	913.628
(-) Deduções da receita	-	-	-	-	(88.596)	(99.215)	(171.196)	(200.417)
Receita de petróleo, líquida	-	-	-	-	445.160	365.910	895.252	713.211
Receita bruta de derivados de petróleo	-	-	-	-	306.503	-	306.503	-
(-) Deduções da receita	-	-	-	-	(51.033)	-	(51.033)	-
Receita de derivados de petróleo, líquida	-	-	-	-	255.470	-	255.470	-
Receita bruta de gás	-	-	-	-	154.391	44.084	302.612	81.677
(-) Deduções da receita	-	-	-	-	(26.264)	(10.370)	(51.507)	(19.970)
Receita de gás, líquida	-	-	-	-	128.127	33.714	251.105	61.707
Receita com prestação de serviços								
Receita bruta de prestação de serviços	-	-	-	-	8.907	-	9.639	-
(-) Deduções da receita com prestação de serviços	-	-	-	-	(1.082)	-	(1.186)	-
Receita de prestação de serviços, líquida	-	-	-	-	7.825	-	8.453	-
Receita líquida total	-	-	-	-	836.582	399.624	1.410.280	774.918

A receita de petróleo líquida consolidada da Companhia é oriunda dos campos de Pescada e Arabaiana, Polo Macau, Polo Rio Ventura, Polo Fazenda Belém, Polo Papa-Terra, Polo Peroá, dos campos de Ponta do Mel e Redonda, Polo Recôncavo, sendo a Petrobras e a 3R Potiguar, os principais clientes.

A receita de gás líquida consolidada da Companhia é oriunda dos campos de Pescada e Arabaiana, Polo Macau, Polo Rio Ventura, Polo Peroá, Polo Recôncavo e o Polo Potiguar, sendo a Petrobras e Bahia Gás seus principais clientes.

A receita de derivados de petróleo líquida consolidada da Companhia é oriunda dos processamento de refino ocorrida na refinaria Clara Camarão pertencente a 3R Potiguar.

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

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

27 . Custo dos produtos vendidos

	Controladora				Consolidado			
	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022
Custos de operação	-	-	-	-	(344.321)	(40.875)	(530.170)	(63.605)
Ocupação e retenção de área	-	-	-	-	(9.060)	(6.128)	(15.867)	(11.369)
Royalty - petróleo e gás	-	-	-	-	(61.890)	(27.685)	(103.509)	(69.483)
Depreciação e amortização	-	-	-	-	(93.525)	(28.453)	(161.654)	(84.688)
Tratamento de água e energia elétrica	-	-	-	-	(22.384)	(8.699)	(35.963)	(19.901)
Licenciamento e gastos ambientais	-	-	-	-	(12.351)	(599)	(21.906)	(323)
Gasto de pessoal	-	-	-	-	(23.040)	(8.480)	(37.599)	(15.298)
Processamento e transporte de gás	-	-	-	-	(26.550)	-	(52.904)	-
Outros	-	-	-	-	(4.762)	(6.853)	(7.824)	(12.100)
	-	-	-	-	(597.883)	(127.772)	(967.396)	(276.767)

28 . Despesas gerais e administrativas

	Controladora				Consolidado			
	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022
Gastos com pessoal	(40.891)	(28.318)	(74.572)	(49.502)	(68.614)	(49.014)	(132.964)	(90.344)
Serviços prestados por terceiros	(3.223)	(5.780)	(8.187)	(9.710)	(15.417)	(9.736)	(26.364)	(16.764)
Depreciação e amortização	(1.973)	(1.071)	(3.957)	(1.343)	(15.281)	(5.606)	(30.078)	(9.810)
Provisão para pagamento baseado em ações	(5.308)	(10.229)	(4.013)	(20.345)	(5.308)	(10.229)	(4.013)	(20.345)
Provisão (reversão) de contingências	(14)	36	88	(1.859)	(1.005)	175	(480)	(1.731)
Manutenção e suporte de software e hardware	(3.624)	(2.695)	(12.527)	(4.162)	(9.789)	(3.858)	(22.061)	(6.506)
Outras despesas	2.428	(4.313)	(1.273)	(6.306)	(5.414)	(7.090)	(14.752)	(15.405)
	(52.605)	(52.370)	(104.441)	(93.227)	(120.828)	(85.358)	(230.712)	(160.905)

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

29 . Outras despesas / receitas operacionais

	Controladora				Consolidado			
	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022
Ajuste na provisão de abandono (a)	-	-	-	-	10.702	-	10.702	-
Despesas com transição de ativos (b)	-	-	-	-	(24.203)	(10.631)	(42.396)	(15.356)
Seguro de risco petróleo	-	(1.796)	-	(3.239)	-	(1.796)	-	(3.239)
Outras receitas / despesas	(215)	72	(365)	(5.819)	(2.963)	(7.424)	(6.394)	(13.921)
	(215)	(1.724)	(365)	(9.058)	(16.464)	(19.851)	(38.088)	(32.516)

(a) Referem-se ajustes realizados, complementando a provisão de ARO na controlada 3R Pescada, conforme nota explicativa 21.

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

29.1. Provisão (reversão) no valor recuperável de ativos

Em 30 de junho de 2023 a Companhia identificou indícios que levaram a realização do teste de *impairment* no Campo de Camarão, originando uma provisão no valor de R\$ 26.500, considerando uma taxa de desconto de 11,36% a.a, conforme nota explicativa 12.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

30 . Receitas e despesas financeiras

	Controladora				Consolidado			
	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022
Receitas financeiras								
Rendimento de aplicação financeira	7.178	74.763	9.293	74.994	36.387	83.298	56.787	86.800
Atualização de depósitos judiciais	4	3	8	6	4	29	9	54
PIS/COFINS sobre receita financeira	(1.633)	(3.579)	(2.993)	(3.609)	(2.470)	(4.044)	(4.836)	(4.267)
Atualização monetária – Debêntures	-	-	-	-	66.552	(3.692)	66.870	3.728
Variação monetária – Juros debêntures	-	-	-	-	-	-	-	40
Receita de Juros - Debêntures Partes Relacionadas	27.759	-	54.483	-	-	-	-	-
Ajuste a valor presente	-	-	1.451	-	-	-	1.451	-
Variação cambial líquida (a)	1.906	18.704	2.909	24.721	72.424	(11.136)	100.369	69.353
Ganhos com operações de hedge (b)	-	-	-	-	35.623	-	120.395	-
Outras receitas financeiras	184	1.313	589	1.708	5.276	1.317	8.064	2.599
	35.398	91.204	65.740	97.820	213.796	65.772	349.109	158.307
Despesas financeiras								
Incremento de abandono	-	-	-	-	(18.073)	(6.962)	(36.114)	(12.004)
Juros – Arrendamento	(382)	(501)	(983)	(575)	(1.365)	(789)	(2.819)	(948)
Juros – Debêntures	(34.947)	-	(71.584)	-	(72.258)	(848)	(109.623)	(1.815)
Juros – Empréstimos	(3.476)	-	(3.476)	(360)	(29.922)	(690)	(30.802)	(690)
Atualização monetária – <i>Earn outs</i> (aquisição)	(187)	-	(376)	-	(24.237)	-	(40.978)	-
Perdas com operação de hedge (b)	-	-	-	-	(11.738)	(140.565)	(51.517)	(393.251)
Perda de rendimento na aplicação financeira	-	(4.785)	-	(229.622)	(514)	(5.446)	(1.549)	(236.450)
Ajuste de conversão	-	-	-	-	-	(15.871)	-	(16.270)
Ajuste a valor presente	-	(72)	(5.221)	(1.092)	(7.540)	(7.453)	(26.821)	(9.184)
Variação cambial líquida (a)	(8)	(6.362)	(27)	(35.804)	(2.011)	(12.867)	(4.652)	(42.608)
Custos de transação apropriados	(1.606)	-	(3.212)	-	(3.734)	-	(5.341)	-
Outras despesas financeiras	(2.702)	(873)	(6.454)	(947)	(17.086)	(6.344)	(31.754)	(10.676)
	(43.308)	(12.593)	(91.333)	(268.400)	(188.478)	(197.835)	(341.970)	(723.896)
Resultado financeiro líquido	(7.910)	78.611	(25.593)	(170.580)	25.318	(132.063)	7.139	(565.589)

(a) Refere-se majoritariamente à variação cambial correlata aos valores a pagar por aquisições, conforme nota explicativa 18, empréstimos e financiamentos e emissões de debêntures para aquisição do Polo Potiguar.

(b) A Administração da Companhia adota a contratação de *Non-Deliverable Forward* (“NDF”) e *Collars* de Brent e realizou operações de hedge para parte de sua produção dos próximos 24 meses. Um preço médio de US\$ 81 por barril foi obtido com os NDF na 3R Macau e preço médio de US\$ 66 por barril para NDF na 3R Offshore, um piso de US\$ 55 por barril para as PUT’s e um teto de US\$ 97 por barril para as calls, na 3R Macau e um piso de US\$ 55 por barril para as PUTs e um teto de US\$ 102 por barril para as calls, na 3R Candeias.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

31 . Lucro por ação

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

	Controladora				Consolidado			
	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022
Lucro básico por ação								
Lucro líquido (prejuízo) do período	77.016	52.831	89.708	(239.286)	77.016	52.831	89.708	(239.286)
Quantidade média ponderada de ações ordinárias	207.358.384	202.593.078	207.358.384	202.593.078	207.358.384	202.593.078	207.358.384	202.593.078
Resultado líquido básico por ação – R\$	0,37	0,26	0,43	(1,18)	0,37	0,26	0,43	(1,18)

	Controladora				Consolidado			
	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022	Abr-Jun. 2023	Abr-Jun. 2022	Jan-Jun. 2023	Jan-Jun. 2022
Lucro diluído por ação								
Lucro líquido (prejuízo) do período	77.016	52.831	89.708	(239.286)	77.016	52.831	89.708	(239.286)
Quantidade média ponderada e diluída de ações ordinárias	209.580.126	202.593.078	209.580.126	202.593.078	209.580.126	202.593.078	209.580.126	203.326.581
Quantidade de ações diluidoras	2.221.742	-	2.221.742	-	2.221.742	-	2.221.742	733.503
Resultado líquido diluído por ação – R\$	0,37	0,26	0,43	(1,18)	0,37	0,26	0,43	(1,18)

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

32 . Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

a) Instrumentos financeiros

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

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

A Administração da Companhia adota a contratação de Non-Deliverable Forward (“NDF”) e *Collars* de *brent* e realizou operações de hedge para parte de sua produção dos próximos 24 meses. Um preço médio de US\$ 81 por barril foi obtido com os NDF na 3R Macau e preço médio de US\$ 66 por barril para NDF na 3R Offshore, um piso de US\$ 55 por barril para as PUTs e um teto de US\$ 97 por barril para as CALLs, na 3R Macau e um piso de US\$ 55 por barril para as PUTs e um teto de US\$ 102 por barril para as CALLs, na 3R Candeias.

Em 30 de junho de 2023 os contratos oferecem cobertura para 8.122 mil barris que se espera que sejam vendidos nos próximos 24 meses.

Instrumento	Valor justo registrado em		
	Quantidade	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
NDFs	2.415.500	77.996	(9.539)
Collars	5.706.000	(2.264)	352
Total	8.121.500	75.732	(9.187)
Ativo circulante		65.264	15.934
Ativo não circulante		14.568	7.613
Passivo circulante		(2.680)	(32.734)
Passivo não circulante		(1.420)	-

Em 30 de junho de 2023 e 31 de dezembro de 2022 os saldos de derivativos abaixo referem-se a operações de NDF para proteção contra a oscilação de preços do petróleo (*brent*).

3R Macau

Instrumento	Quantidade (barris)			Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	Vigência	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
	NDF	2.355.500		2.119.000	2023-2025	936.561	850.327	(154.413)	817.136

3R Offshore

Instrumento	Quantidade (barris)			Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição NDF vendida de NDF		Posição líquida ao valor justo	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	Vigência	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
	NDF	60.000		410.000	2023-2025	26.978	184.049	23.870	180.519

Em 30 de junho de 2023 e 31 de dezembro de 2022 os saldos de derivativos abaixo referem-se a operações com opções e *collars*, para proteção das oscilações do preço do petróleo (*Brent*).

3R Macau

Instrumento	Quantidade (barris)			Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição Collar		Posição líquida ao valor justo	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	Vigência	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
	Collar	5.286.000		122.000	-	799.364	(6.333)	(803.113)	6.686

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

3R Candeias

Instrumento	Quantidade (barris)			Valor de referência (Nocional)		Valor justo da posição Collar		Posição líquida ao valor justo	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	Vigência	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Collar	420.000	-	2023-2025	66.223	-	(64.902)	-	1.320	-

Categoria dos instrumentos financeiros

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

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

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

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

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

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

	Nível	Controladora		Consolidado	
		30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Ativos financeiros mensurados ao custo amortizado					
Caixa e equivalentes de caixa	-	274.828	86.942	819.380	800.442
Aplicações financeiras	-	-	-	13.870	31.353
Caixa restrito	-	192	130	163.167	14.985
Contas a receber de terceiros	-	-	-	403.469	223.252
Contas a receber com partes relacionadas	-	14.403	14.749	-	-
Debêntures - partes relacionadas	-	775.468	632.613	-	-
		1.064.891	734.434	1.399.886	1.070.032
Passivos financeiros mensurados ao custo amortizado					
Fornecedores	-	8.225	6.219	648.301	246.668
Empréstimos e financiamentos	-	113.476	-	2.430.423	108.223
Debêntures	-	904.837	900.585	5.707.789	943.319
Contas a pagar com partes relacionadas	-	70.028	12.605	-	-
Valor a pagar por aquisições	-	34.908	32.184	1.929.167	832.905
Outras obrigações	-	62.170	60.566	104.305	90.704
		1.193.644	1.012.159	10.819.985	2.221.819
Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras	2	-	-	2.429.738	-
Derivativos	2	6	-	79.832	23.547
Passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado					
Derivativos	2	-	-	4.100	32.734

Os ativos e passivos financeiro mensurados ao custo amortizado apresentados acima possuem os seus valores similares aos valores justos devido às suas características, de liquidez, realização e reconhecimento, com exceção das debêntures. O valor justo das debêntures em 30 de junho de 2023 é de R\$ 5.835.405 avaliado em nível 2 (R\$ 790.478 em 31 de dezembro de 2022).

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

b) Gerenciamento de riscos

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

Risco de liquidez

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

A seguir, estão os vencimentos contratuais de passivos financeiros em 30 de junho de 2023 e 31 de dezembro de 2022. Esses valores são brutos e não-descontados e incluem pagamentos de juros contratuais:

31 de dezembro de 2022					
	Controladora				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	6.219	6.219	-	-	-
Contas a pagar - partes relacionadas	12.605	12.605	-	-	-
Debêntures	900.585	17.717	953.352	-	-
Valores a pagar por aquisições	32.184	-	37.405	-	-
Outras obrigações	60.566	1.663	197	106.012	-
Consolidado					
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	246.668	246.668	-	-	-
Debêntures	943.319	39.234	980.643	-	-
Derivativos	32.734	32.734	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	108.223	108.223	-	-	-
Valores a pagar por aquisições	832.905	299.089	545.769	-	-
Outras obrigações	90.704	24.476	7.522	106.012	-
30 de junho de 2023					
	Controladora				
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	8.225	8.225	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	113.476	33.476	83.476	-	-
Debêntures	904.837	275.900	840.903	-	-
Contas a pagar - partes relacionadas	70.028	70.028	-	-	-
Outras obrigações	62.170	1.663	-	109.264	-
Valor a pagar por aquisições	34.908	-	38.286	-	-
Consolidado					
	Valor Contábil	Até 1 ano	> 1 a 3 anos	> 3 a 5 anos	> 5 anos
Passivos financeiros					
Fornecedores	648.301	648.301	-	-	-
Empréstimos e Financiamentos	2.430.423	55.881	2.399.813	-	-
Debêntures	5.707.789	322.296	439.268	5.269.442	-
Derivativos	4.100	4.100	-	-	-
Valor a pagar por aquisições	1.929.167	832.071	1.106.737	-	-
Outras obrigações	104.305	40.733	3.065	109.264	-

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Risco de crédito

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

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

Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras que possuem rating entre AA- e AAA, que visam oferecer cobertura contra o risco de volatilidade dos preços do petróleo. Essas operações protegem as receitas da Companhia, conforme política de hedge aprovada pela Administração.

Risco de mercado

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

Risco de taxas de juros

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

A análise de sensibilidade de risco de taxa de juros é realizada para um horizonte de 12 meses. Os valores referentes aos cenários possível e remoto demonstram a despesa total de juros flutuantes caso ocorra uma variação de 25% e 50% nessas taxas de juros, respectivamente, mantendo-se todas as demais variáveis constantes. A tabela a seguir informa, no cenário provável, o valor a incorrer, nos próximos 12 meses, com despesas pela Companhia com os juros referentes às dívidas com taxa de juros flutuantes em 30 de junho de 2023 e 31 de dezembro de 2022.

Em 30 de junho de 2023			
Consolidado			
Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Provável (*) (Δ de 25%)	Cenário Provável (*) (Δ de 50%)
CDI	143.258	171.000	198.223
IPCA	1.470	1.637	1.805
SOFR	415.667	468.983	522.549
Total	560.395	641.620	722.577

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

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

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Risco de moeda (taxa de câmbio)

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

	Consolidado	
	30 de junho de 2023	31 de dezembro de 2022
Ativos		
Caixa e equivalentes de caixa	6.509	6.226
Aplicações financeiras	2.434.511	19.685
Caixa restrito	141.386	-
Contas a receber de terceiros	131.675	-
Derivativos	79.832	23.547
Passivos		
Fornecedores	(155.929)	(18.445)
Empréstimos e financiamentos	(2.301.786)	(108.223)
Debêntures	(4.802.952)	(42.734)
Derivativos	(4.100)	(32.734)
Valores a pagar por aquisições	(1.929.167)	(832.905)
Total da exposição cambial líquida	(6.400.021)	(985.583)

Uma valorização (desvalorização) possível do real frente ao dólar em 30 de junho de 2023 afetaria a mensuração dos instrumentos financeiros denominados em moeda estrangeira com impactos entre ativos e passivos demonstrados abaixo. A análise considera que todas as outras variáveis, especialmente as taxas de juros, permanecem constantes e ignoram qualquer impacto da previsão de vendas e compras.

Ativo	Risco	Consolidado			
		30 de junho de 2023	Cenário Provável	Impacto Cenário (II)	Impacto Cenário (III)
Caixa e equivalentes de caixa	Desvalorização do dólar	6.509	6.578	5.920	5.262
Aplicações financeiras	Desvalorização do dólar	2.434.511	2.460.174	2.214.157	1.968.139
Caixa restrito	Desvalorização do dólar	141.386	142.876	128.588	114.301
Contas a receber de terceiros	Desvalorização do dólar	131.675	133.063	119.757	106.450
Derivativos	Desvalorização do dólar	79.832	80.674	72.607	64.539
Passivo	Risco	30 de junho de 2023	Cenário Provável	Impacto Cenário (II)	Impacto Cenário (III)
Fornecedores	Valorização do dólar	(155.929)	(157.573)	(173.330)	(189.088)
Empréstimos e financiamentos	Valorização do dólar	(2.301.786)	(2.326.050)	(2.558.655)	(2.791.260)
Debêntures	Valorização do dólar	(4.802.952)	(4.853.581)	(5.338.939)	(5.824.297)
Valores a pagar por aquisições	Valorização do dólar	(1.929.167)	(1.949.503)	(2.144.453)	(2.339.404)
Derivativos	Valorização do dólar	(4.100)	(4.143)	(4.557)	(4.972)
Total da exposição líquida		(6.400.021)	(6.467.485)	(7.678.905)	(8.890.330)

Para o cálculo dos valores nos cenários acima, considerou-se no cenário provável a projeção de taxa média de câmbio divulgada no relatório FOCUS emitido pelo BACEN para o período findo em 30 de junho de 2023 (US\$ 1/R\$ 4,87). No cenário II esta projeção foi majorada em 10% e no cenário III a projeção foi majorada em 20%, ambas em relação ao cenário provável. A Companhia considera que essa métrica é a mais adequada para análise de sensibilidade dos cenários apresentados.

Relatório trimestral contendo o Relatório da Administração e as Informações Trimestrais - ITR 30 de junho de 2023

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

Ativo	Risco	Consolidado			
		31 de dezembro de 2022	Cenário Provável	Cenário (II) (Δ 10%)	Cenário (III) (Δ 20%)
Caixa e equivalentes de caixa	Desvalorização do dólar	6.226	6.133	5.520	4.907
Aplicações financeiras	Desvalorização do dólar	19.685	19.392	17.453	15.513
Derivativos	Desvalorização do dólar	23.547	23.196	25.774	28.995
Passivo					
Fornecedores	Valorização do dólar	(18.445)	(18.170)	(19.987)	(21.804)
Empréstimos e financiamentos	Valorização do dólar	(108.223)	(106.611)	(117.273)	(127.934)
Debêntures	Valorização do dólar	(42.734)	(42.098)	(46.307)	(50.517)
Valores a pagar por aquisições	Valorização do dólar	(832.905)	(820.502)	(902.552)	(984.602)
Derivativos	Valorização do dólar	(32.734)	(32.247)	(35.471)	(38.696)
Total da exposição líquida		(985.583)	(970.907)	(1.072.843)	(1.174.138)

Risco de preço

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

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

Ativo	Risco	30 de junho de 2023	Cenário Provável	Cenário possível (I) (Δ 10%)	Cenário remoto (II) (Δ 20%)
Derivativos	Valorização do Brent	75.732	164.238	(331.435)	(827.108)
Total da exposição líquida		75.732	164.238	(331.435)	(827.108)

Passivo	Risco	31 de dezembro de 2022	Cenário Provável	Cenário possível (I) (Δ 10%)	Cenário remoto (II) (Δ 20%)
Derivativos	Desvalorização do Brent	(9.187)	(34.844)	(53.144)	(71.445)
Total da exposição líquida		(9.187)	(34.844)	(53.144)	(71.445)

Em 30 de junho de 2023 e 31 de dezembro de 2022, a receita total da 3R Macau, 3R Offshore e 3R Candeias tem 98% de exposição a flutuação do preço do *brent*.

33 . Compromissos assumidos

Abaixo apresentam-se compromissos assumidos pela Companhia em 30 de junho de 2023:

a) Parcela *Gross Overriding Royalties*: Pagamento contingente de 3% sobre a receita bruta auferida pela Companhia decorrente do desenvolvimento de blocos exploratórios específicos da Companhia, caso este ocorra durante período de no máximo 10 anos. A expectativa de conclusão do PEM é o segundo semestre de 2023;

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

c) Em 01 de novembro de 2021 a Companhia concluiu o processo de compra de 3R Areia Branca. O valor da transação pode alcançar US\$ 72,3 milhões, o compromisso de pagamento assumido não registrado nas demonstrações financeiras refere-se à parcela contingente de até US\$ 16 milhões, caso seja apurado um volume de reservas certificadas 2P nos Campos de Ponta do Mel e Redonda superior ao valor de 9 milhões de barris de óleo, subtraído da produção de óleo aferida a partir da conclusão da referida aquisição. Desta forma, para fins de cálculo, a Companhia fará novas certificações dos referidos Campos no segundo semestre de 2023. Caso seja apurada a existência de um volume de reservas 2P superior às reservas base, o volume que superar esse valor ensejará um pagamento adicional pela Companhia equivalente a US\$ 2,80 por cada barril de óleo certificado adicional, limitado a US\$ 16 milhões.

34 . Eventos subsequentes

Aumento de capital deliberado pelo Conselho de Administração

Em 07 de julho de 2023 o Conselho de Administração aprovou o aumento de capital social da Companhia que será realizado mediante a subscrição de 87.480 novas ações ordinárias, correspondentes ao valor de R\$ 1.377. As novas ações ordinárias serão emitidas no valor de R\$ 15,75 de acordo com o plano de opção de compra de ações que foi aprovado pelos acionistas da Companhia, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 31 de agosto de 2020, e aditado em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 26 de abril de 2021.

Matheus Dias de Siqueira
Diretor-Presidente

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

Mauro Braz Rocha
Controller

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

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES

Matheus Dias de Siqueira (Diretor Presidente), Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva (Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores), na qualidade de Diretores Estatutários da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., declaram, nos termos do inciso V, parágrafo 1º do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, que: reviram, discutiram e concordaram com as opiniões expressas no Relatório dos Auditores Independentes da Companhia referente às informações trimestrais - ITR Companhia, relativas ao período findo em 30 de junho de 2023.

Rio de Janeiro, 8 de agosto de 2023.



Matheus Dias de Siqueira

Diretor-Presidente



Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES

Matheus Dias de Siqueira (Diretor Presidente), Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva (Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores), na qualidade de Diretores Estatutários da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., declaram, nos termos do inciso VI, parágrafo 1º do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022 e alterações introduzidas posteriormente, declaram que: reviram, discutiram e concordaram com as informações trimestrais - ITR da Companhia referentes ao período findo em 30 de junho de 2023.

Rio de Janeiro, 8 de agosto de 2023.



Matheus Dias de Siqueira

Diretor-Presidente



Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA

O Comitê de Auditoria da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme previsto no Regimento Interno do Comitê de Auditoria, consideradas as suas responsabilidades e as limitações inerentes ao escopo e ao alcance de sua atuação, procedeu a análise das informações trimestrais - ITR da Companhia, acompanhadas do parecer dos auditores independentes relativos ao período findo em 30 de junho de 2023, e, considerando as informações prestadas pela Administração da Companhia e pelos auditores independentes, KPMG Auditores Independentes, não identificou nenhum ponto que indique que as referidas informações trimestrais - ITR foram elaboradas em desacordo com as normas contábeis vigentes, nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

Rio de Janeiro, 7 de agosto de 2023.

HARLEY LORENTZ SCARDOELLI

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

CARLOS ALBERTO PEREIRA DE OLIVEIRA

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

RICARDO FRAGA LIMA

Membro do Comitê de Auditoria

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A., no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, conforme previsto no Regimento Interno do Conselho Fiscal, consideradas as suas responsabilidades e as limitações inerentes ao escopo e ao alcance de sua atuação, procedeu ao exame e análise das informações trimestrais - ITR da Companhia, acompanhadas do parecer dos auditores independentes relativo ao período findo em 30 de junho de 2023, e, considerando as informações prestadas pela Administração da Companhia e pelos auditores independentes, recomendaram a aprovação pelo Conselho de Administração das informações trimestrais - ITR da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. correspondentes ao período findo em 30 de junho de 2023, devidamente auditadas pela KPMG Auditores Independentes, conforme Lei das Sociedades por Ações e Estatuto Social da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.

Rio de Janeiro, 07 de agosto de 2023.

ROGÉRIO GONÇALVES MATTOS
Membro efetivo do Conselho Fiscal

ROGÉRIO TOSTES LIMA
Membro efetivo do Conselho Fiscal

FABIO ANTUNES LOPES
Membro efetivo do Conselho Fiscal