



DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

2T23

ri.3rpetroleum.com.br

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 Cost (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 Guimarães: 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 Guimarães 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.



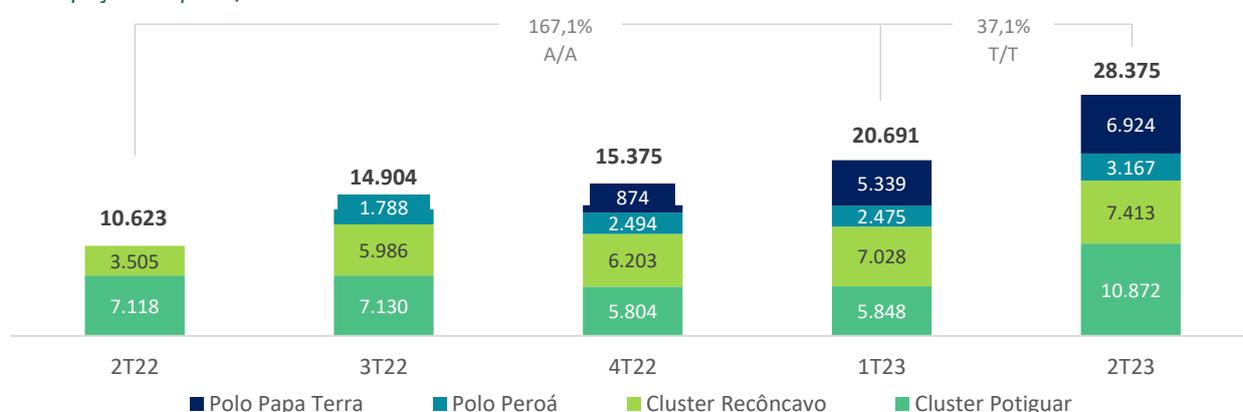
Desempenho Operacional

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.

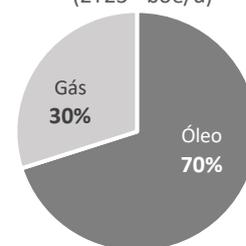
Produção Total por Cluster

Participação 3R | boe/d



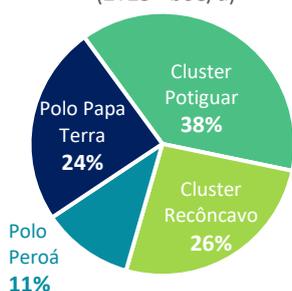
No 2T23, a produção média diária de óleo alcançou 19.866 barris (bbl/d), aumento de 152,4% A/A e 46,8% T/T, representando 70,0% da produção média trimestral. Esse desempenho é explicado: (i) pela incorporação do Polo Potiguar ao portfólio, a partir de 08 de junho de 2023, e (ii) pela evolução operacional 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.

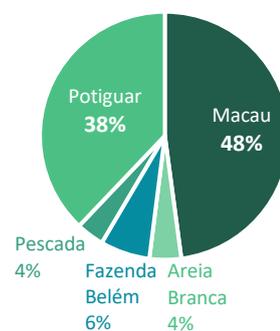
* No 2T23, aproximadamente 33,9% do gás produzido no Cluster Recôncavo é consumido na operação e/ou reinjetado nos reservatórios.

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.

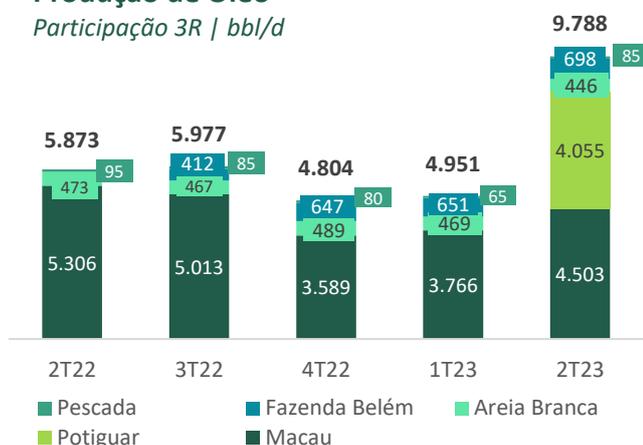
No 2T23, o Cluster Potiguar registrou 10.872 boe/d, crescimento de 52,7% A/A e 85,9% T/T. **A produção média de óleo atingiu 9.788 bbl/d**, aumento de 66,7% A/A e 97,7% T/T, e **representou 90,0% da produção do Cluster no trimestre**. **A produção média diária de gás foi de 1.084 boe (172 mil m³)**, 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)



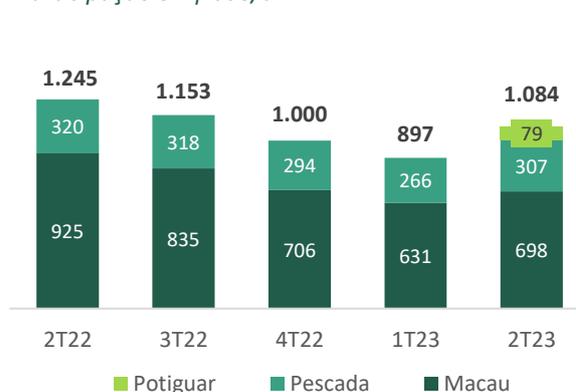
Produção de Óleo

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 Pescada, 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.

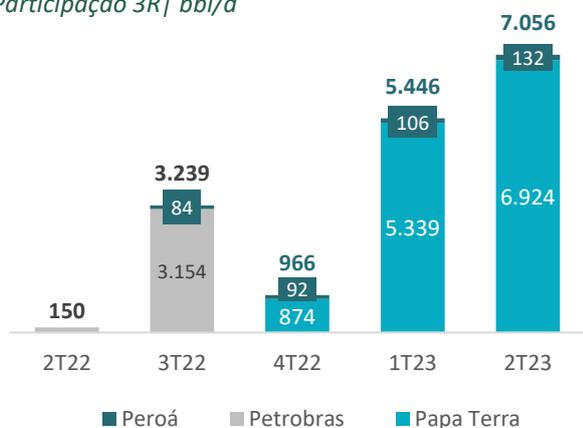
3R Offshore

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.

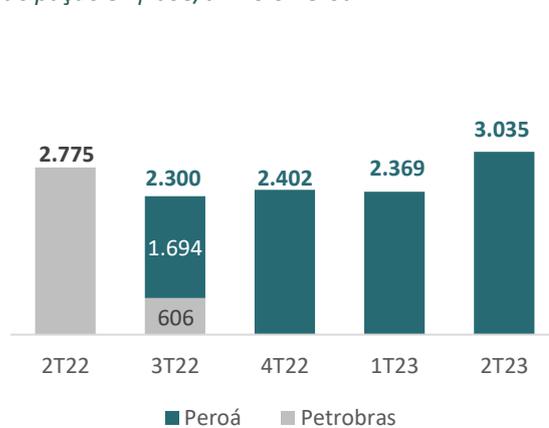
Produção Total de Óleo

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.

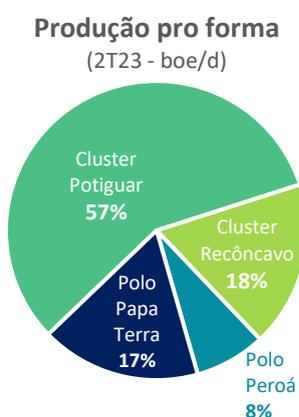
compressão de gás e caldeiras, de forma a ampliar a segurança e confiabilidade, além de aumentar a eficiência operacional. Nos 12 meses que antecederam ao *closing* do ativo, a eficiência operacional do antigo operador foi na ordem de 22%, enquanto nos sete primeiros meses de operação sob gestão 3R,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

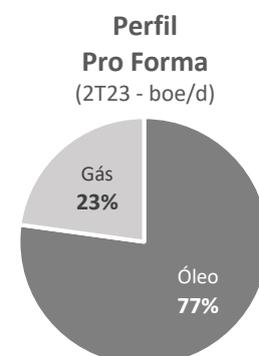
O portfólio pro forma da Companhia registrou produção média diária de 41.500 boe no 2T23, +23,2% A/A e + 6,5% T/T. Esse dado leva em consideração a participação da Companhia nos 9 ativos que compõem o seu portfólio e o volume de produção registrado em todo o trimestre, independente do operador do ativo.



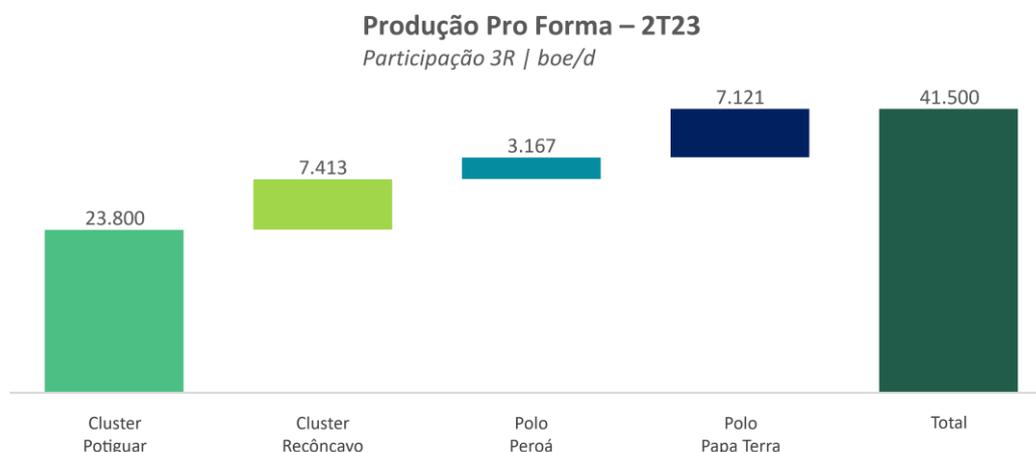
O desempenho do 2T23 é justificado, principalmente: (i) pela maior eficiência operacional registrada no Polo Papa Terra, conforme acima mencionado, (ii) pela contínua evolução da produção no Cluster Recôncavo, (iii) pela expressiva melhora da produção no Polo Macau, e (iv) parcialmente compensado pelo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

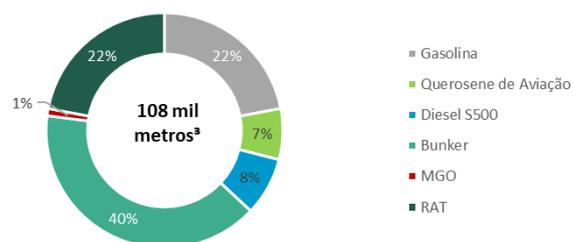
Em paralelo à rotina de operação no novo segmento, a Companhia aprofundou atividades de avaliação das instalações de *mid & downstream*, de forma a ter um diagnóstico completo da integridade dos sistemas que compõem a infraestrutura. A capacidade atualmente instalada é ampla e integra totalmente os segmentos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

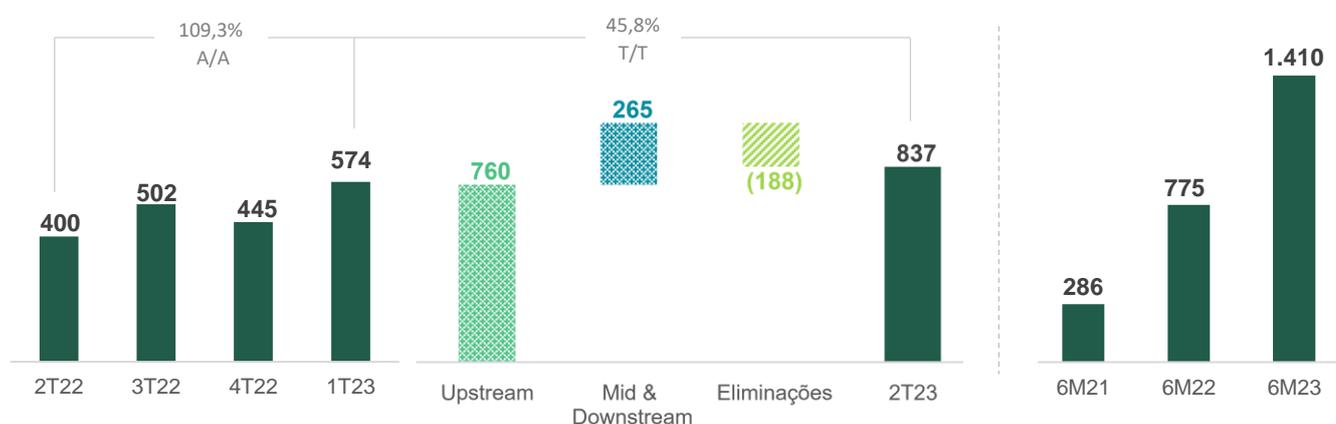
Demonstração de Resultado	Upstream	Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	2T23	2T22		1T23	
					3R	3R	Δ A/A	3R	Δ T/T
Em milhares de reais									
Receita Líquida	759.763	264.503	-	(187.684)	836.582	399.624	109,3%	573.698	45,8%
Custo do Produto Vendido	(516.314)	(246.901)	-	165.332	(597.883)	(127.772)	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 conseqüente melhora na monetização. As atividades subseqüentes 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
		Put	Call	
NDF				
	401	\$ 83,3		3T23
	385	\$ 84,8		4T23
	376	\$ 82,4		1T24
	355	\$ 79,6		2T24
	354	\$ 77,7		3T24
	358	\$ 76,3		4T24
	165	\$ 75,1		1T25
	22	\$ 74,5		2T25
	-	-		3T25
Total	2.416	\$ 80,3		-
Collar				
	838	\$ 58,4	\$ 96,0	3T23
	863	\$ 59,0	\$ 98,5	4T23
	833	\$ 58,9	\$ 98,5	1T24
	833	\$ 54,9	\$ 95,6	2T24
	499	\$ 50,0	\$ 99,1	3T24
	470	\$ 50,0	\$ 99,2	4T24
	636	\$ 50,0	\$ 98,5	1T25
	727	\$ 50,0	\$ 92,8	2T25
	8	50,00	94,50	3T25
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.

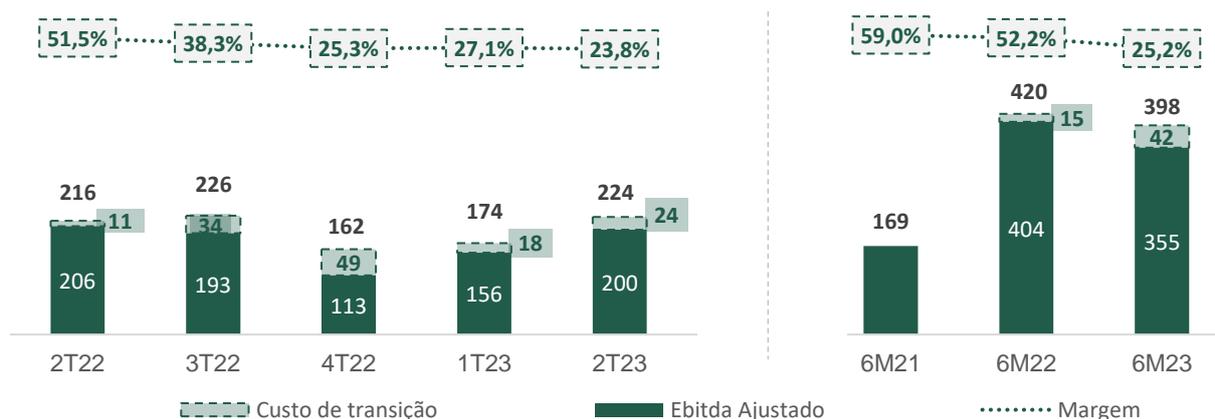
A Companhia destaca a contribuição positiva de geração de EBITDA tanto no segmento de *upstream* como de *mid & downstream*, mesmo considerando somente 23 dias de operação do Polo Potiguar e das atividades de refino, terminal e de processamento de gás.

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)

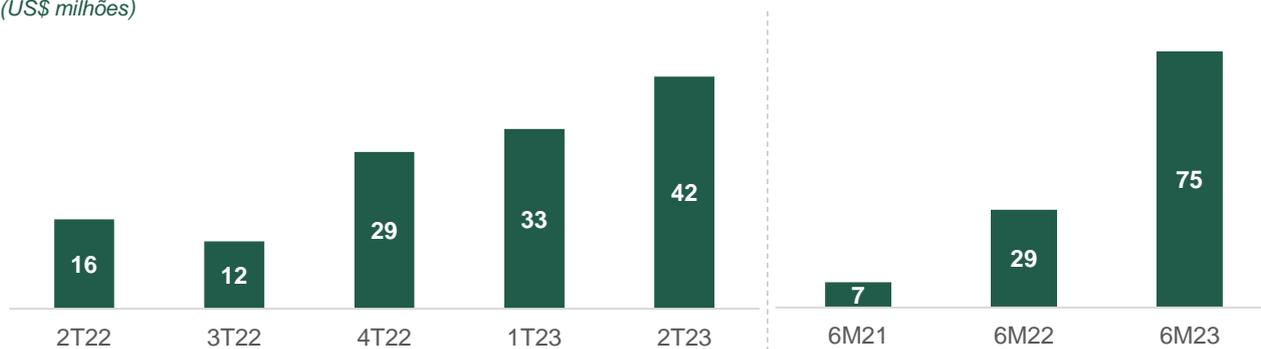


Pelos efeitos acima detalhados, a Companhia encerrou o trimestre com margem EBITDA ajustada consolidada de 23,8%, -27,7 p.p. A/A e -3,3 p.p. T/T.

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.

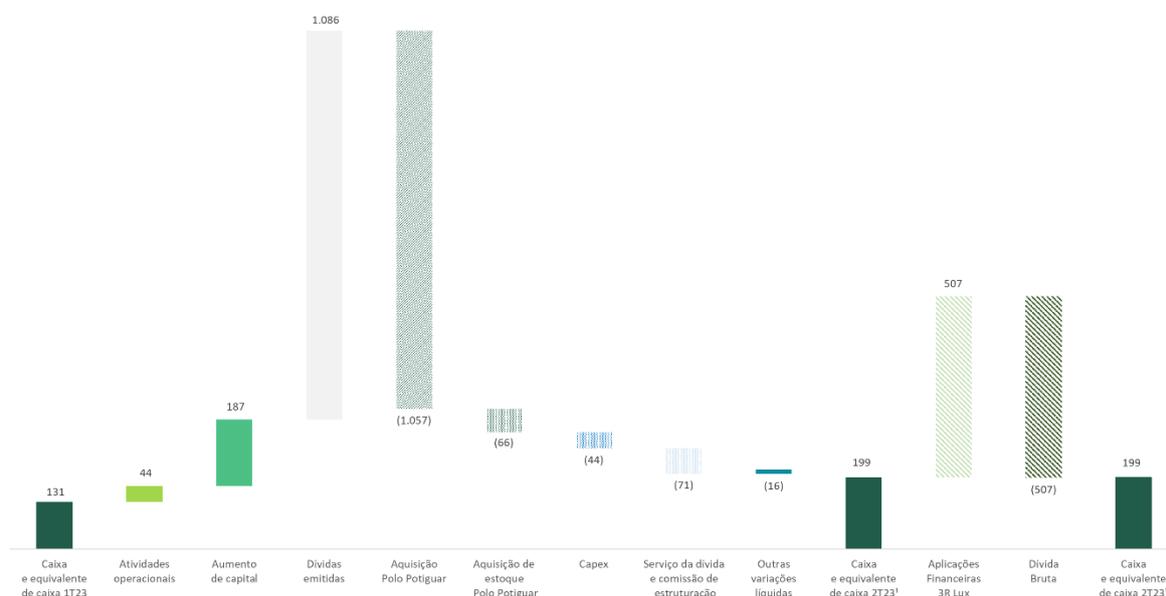
As atividades de investimento consumiram R\$ 7.981,0 milhões do caixa no 2T23, comparado a um consumo de R\$ 138,4 milhões no trimestre anterior. Esse incremento está diretamente relacionado a: (i) R\$ 5.091,9 milhões ou US\$ 1.056,6 milhões referente a aquisição do Polo Potiguar, (ii) R\$ 210,7 milhões 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			7,0		16,0
Fazenda Belém	10,0				
Pescada e Arabaiana	1,2				
Peroá (85%)	8,5		27,6		
Papa Terra (53%)	7,5		11,9		51,8
Potiguar			58,8 ¹		176,3 ¹
Total em pagamentos	27,2		121,3		244,1
Firmes	1,2				
Contingentes	16,0		46,6		67,8
Diferidos	10,0		74,8		176,3 ¹

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

Anexo I – Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial					
Em milhares de reais	2T23	2T22	Δ A/A	1T23	Δ T/T
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	819.380	349.287	2,3x	664.644	23,3%
Aplicações financeiras	13.870	147.787	-90,6%	24.112	-42,5%
Contas a receber de terceiros	403.469	227.125	77,6%	235.103	71,6%
Estoque	677.748	27.369	24,8x	203.449	3,3x
Adiantamentos	121.275	-	-	224.980	-46,1%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	106.449	53.785	97,9%	30.781	3,5x
Derivativos	65.264	-	-	46.610	1,4x
Despesas antecipadas	76.036	15.513	4,9x	82.253	-7,6%
Outros ativos	13.606	10.856	25,3%	5.404	2,5x
Total do ativo circulante	2.297.097	831.722	2,8x	1.517.336	51,4%
Caixa restrito	163.167	11.967	13,6x	10.112	16,1x
Aplicações financeiras	2.429.738	-	-	-	-
Depósitos judiciais	4.954	3.203	54,7%	5.155	-3,9%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	-	2.332	-	2.535	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	497.323	102.521	4,9x	483.708	2,8%
Derivativos	14.568	-	-	16.546	-12,0%
Outros ativos	207	2.426	-	-	-
Adiantamentos para cessão de blocos	1.600	699.865	-99,8%	593.549	-99,7%
Imobilizado	6.067.999	1.601.006	3,8x	2.334.420	2,6x
Intangível	7.159.599	2.676.211	2,7x	2.969.238	2,4x
Direito de uso	43.099	51.557	-16,4%	49.639	-13,2%
Total do ativo não circulante	16.382.254	5.151.088	3,2x	6.464.902	2,5x
Total do ativo	18.679.351	5.982.810	3,1x	7.982.238	2,3x
Passivo					
Fornecedores	648.301	97.637	6,6x	262.761	2,5x
Empréstimos e financiamentos	55.881	57.169	-2,3%	109.115	-48,8%
Arrendamentos	13.712	11.885	15,4%	14.259	-3,8%
Obrigações trabalhistas	73.215	45.642	1,6x	40.433	81,1%
Valores a pagar por aquisições	-	273	-	544.602	-
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recolher	111.995	68.792	62,8%	53.256	110,3%
Provisão para pagamento de Royalties	30.379	12.299	147,0%	13.801	120,1%
Debêntures	322.296	610	528,4x	167.760	1,9x
Derivativos	2.680	323.118	-99,2%	13.011	-79,4%
Passivos mantidos para venda	-	-	-	-	-
Outras obrigações	872.804	277.244	214,8%	26.366	33,1x
Total do passivo circulante	2.131.263	894.669	138,2%	1.245.364	71,1%
Debêntures	5.385.493	43.811	122,9x	770.500	7,0x
Empréstimos e financiamentos	2.374.542	-	-	-	-
Arrendamentos	31.772	40.295	-21,2%	37.852	-16,1%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	82.049	81.887	0,2%	78.692	4,3%
Provisão para contingências	4.493	5.279	-14,9%	3.487	28,9%
Derivativos	1.420	-	-	-	-
Valores a pagar por aquisições	-	-	-	300.033	-
Provisão para abandono	2.190.216	892.660	2,5x	1.127.797	94,2%
Outras obrigações	1.160.668	140.485	8,3x	63.574	18,3x
Total do passivo não circulante	11.230.653	1.204.417	9,3x	2.381.935	4,7x
Capital social	5.054.406	4.146.616	21,9%	4.154.406	21,7%
Reserva de capital	40.949	23.688	72,9%	35.841	14,3%
Ajuste de avaliação patrimonial	83.239	106.873	-22,1%	105.239	-20,9%
Prejuízo acumulado	74.222	(397.207)	-	(2.795)	-
Total patrimônio líquido atribuível aos proprietários da empresa	5.252.816	3.879.970	35,4%	4.292.691	22,4%
Participação de acionistas não controladores	64.619	3.754	17,2x	62.248	3,8%
Patrimônio líquido	5.317.435	3.883.724	36,9%	4.354.939	22,1%
Total do passivo e patrimônio líquido	18.679.351	5.982.810	3,1x	7.982.238	134,0%

Anexo II – Demonstração de Resultados

Demonstração de Resultado					
Em milhares de reais	2T23	2T22	Δ A/A	1T23	Δ T/T
Receita líquida	836.582	399.624	109,3%	573.698	45,8%
Custo dos produtos vendidos	(597.883)	(127.772)	367,9%	(369.513)	61,8%
Lucro bruto	238.699	271.852	-12,2%	204.185	16,9%
Despesas gerais e administrativas	(120.828)	(85.358)	41,6%	(109.884)	10,0%
Outras despesas / receitas operacionais	(16.464)	(19.851)	-17,1%	(21.624)	-23,9%
(Perda) / reversão no valor recuperável de ativos	(26.500)	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(163.792)	(105.209)	55,7%	(131.508)	24,5%
Resultado antes das receitas financeiras líquidas e impostos	74.907	166.643	-55,0%	72.677	3,1%
Receitas financeiras	213.796	65.772	3,3x	135.313	58,0%
Despesas financeiras	(188.478)	(197.835)	-4,7%	(153.492)	22,8%
Resultado financeiro líquido	25.318	(132.063)	-	(18.179)	-
Lucro/(Prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social	100.225	34.580	2,9x	54.498	83,9%
Imposto de renda e contribuição social corrente	(30.972)	(30.875)	0,3%	(22.615)	37,0%
Imposto de renda e contribuição social diferido	10.135	28.383	-64,3%	(15.780)	-
Lucro Líquido (Prejuízo) do período	79.388	32.088	2,5x	16.103	4,9x
Lucro Líquido (Prejuízo) atribuído a:					
Proprietários da Companhia	77.016	52.831	45,8%	12.691	6,1x
Acionistas não controladores	2.372	(20.743)	-	3.412	-30,5%
Lucro Líquido (Prejuízo) do período	79.388	32.088	2,5x	16.103	4,9x

Anexo III – Fluxo de Caixa

Demonstração de Fluxo de Caixa					
Em milhares de reais	2T23	2T22	Δ A/A	1T23	Δ T/T
Resultado do período	79.388	32.088	1,5x	16.103	4,9x
Ajustes por:					
Resultado de aplicações financeiras	(35.874)	(77.852)	-53,9%	(19.364)	85,3%
Juros sobre depósitos judiciais	(5)	24	-	(4)	25,0%
Juros sobre arrendamentos	1.364	790	1,7x	1.455	-6,3%
Juros sobre empréstimos e valores a pagar por aquisições	52.306	5.885	8,9x	19.474	2,7x
Juros sobre Debêntures	72.258	7.460	9,7x	37.365	93,4%
Ajuste a valor presente	7.454	7.453	-	17.916	-58,4%
Variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	(6.096)	-	-	-	-
Derivativos não realizados	4.391	140.565	-96,9%	(73.269)	-
Variação cambial não realizada	(192.111)	49.422	-	(27.381)	7,0x
Provisões para Contingências constituídas / (revertidas)	1.005	(175)	-	(525)	-
Constituição/reversão impairment	26.500	-	-	-	-
Baixa de imobilizado	21	-	-	-	-
Baixa de direito de uso	-	(160)	-	-	-
Atualização monetária - Debêntures	(66.504)	(3.728)	17,8x	(366)	181,7x
Atualização monetária - Aluguel prédio Adm.	-	42	-	-	-
Atualização da provisão para abandono	7.363	7.072	4,1%	18.049	-59,2%
Amortização e Depreciação	105.599	32.666	2,2x	79.901	32,2%
Depreciação de direito de uso	3.207	1.393	2,3x	3.025	6,0%
Despesas antecipadas apropriadas no período	21.128	-	-	14.803	42,7%
Custos apropriados – debêntures	3.734	-	-	1.606	132,5%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(10.135)	(28.383)	-64,3%	15.780	-
Transação com pagamento baseado em ação	5.108	10.228	-50,1%	(1.295)	-
	80.101	184.790	-56,7%	103.273	-0,2x
Variação em ativos e passivos					
Contas a receber de terceiros	(168.366)	(1.204)	139,8x	(11.851)	14,2x
Imposto de renda e contribuição social	11.209	26.151	-57,1%	10.362	1,1x
Estoques	(467.568)	-	-	(8.378)	55,8x
Outros ativos	(8.410)	(5.111)	64,5%	(1.999)	4,2x
Adiantamentos	68.823	-	-	(31.969)	-
Fornecedores	385.540	37.341	10,3x	16.093	24,0x
Valores a pagar ao operador	-	(810)	-	-	-
Depósitos judiciais	206	(248)	-	(560)	-
Despesas antecipadas	(14.911)	(530)	28,1x	(19.678)	-24,2%
Obrigações trabalhistas	32.782	19.005	1,7x	(15.513)	-
Royalties	16.578	(8.367)	-	(1.265)	-
Gastos com abandono no período	3.502	2.089	1,7x	(766)	-
Amortização do custo de abandono	-	(2.327)	-	-	-
Derivativos	(29.978)	(104.331)	0,3x	13.937	-
Outras obrigações	13.515	(282)	-	687	19,7x
Caixa gerado pelas atividades operacionais	(76.977)	146.166	-	52.373	-
Impostos pagos sobre o lucro	(25.727)	(36.464)	-29,4%	(4.260)	6,0x
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	(102.704)	109.702	-	48.113	-
Aplicações financeiras	(2.525.008)	1.262.633	-	26.605	-
Adiantamentos para cessão de blocos	-	-	-	-	-
Aquisição de imobilizado	(198.400)	(91.396)	117,1%	(157.644)	25,9%
Aquisição de intangível	(12.332)	(1.245.375)	-99,0%	(12.193)	1,1%
Caixa restrito	(153.352)	(1.810)	84,7x	4.873	-
Aquisição de ativo de óleo e gás	(5.091.910)	(7.253)	702,0x	-	-
Caixa líquido proveniente (usado) nas atividades de investimento	(7.981.002)	(83.201)	-	(138.359)	5668,3%
Custo de transação	(183.607)	-	-	-	-
Juros pagos debêntures	(49.570)	(894)	55,4x	(38.171)	1,3x
Pagamento de passivo de arrendamento	(4.658)	(1.759)	2,6x	(3.699)	25,9%
Recebimento aporte de capital	-	-	-	-	-
Emissão de debêntures	5.107.850	-	-	-	-
Juros pagos sobre empréstimos	(7.218)	-	-	-	-
Aumento de capital	900.000	-	-	-	-
Aumento de reserva de capital	-	-	-	-	-
Amortização principal - Debêntures	(3.548)	-	-	(5.493)	-35,4%
Amortização principal - Empréstimos	(99.830)	-	-	-	-
Empréstimos captados	2.586.800	50.000	-	-	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	8.246.219	47.347	174,2x	(47.363)	-
Aumento / (redução) do caixa e equivalentes de caixa do período	162.513	73.848	1,2x	(137.609)	-
Caixa e equivalente de caixa no início do período	664.644	269.538	2,5x	800.442	-17,0%
Efeito de variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	(7.777)	5.901	-	1.811	-
Caixa e equivalente de caixa no final do período	819.380	349.287	2,3x	664.644	23,3%
Variação do caixa e equivalentes de caixa no período	162.513	73.848	1,2x	(137.609)	-

Anexo IV – Demonstração de Resultado por Cluster

Demonstração de Resultado	Upstream						Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	2T23	2T22		1T23	
	Cluster Potiguar	Cluster Recôncavo	Peroá 100%	Papa Terra 62,5%	Corporativo Offshore	Upstream Total				3R	3R	Δ A/A	3R	Δ T/T
<i>Em milhares de reais</i>														
Receita Líquida	324,267	160,165	64,351	210,980	-	759,763	264,503	-	(187,684)	836,582	399,624	109.3%	573,698	45.8%
Custo do Produto Vendido	(179,817)	(128,246)	(32,876)	(175,375)	-	(516,314)	(246,901)	-	165,332	(597,883)	(127,772)	367.9%	(369,513)	61.8%
Royalties	(27,837)	(9,956)	(6,468)	(17,629)	-	(61,890)	-	-	-	(61,890)	(27,685)	123.6%	(41,619)	48.7%
Lucro Bruto	144,450	31,919	31,475	35,605	-	243,449	17,602	-	(22,352)	238,699	271,852	-12.2%	204,185	16.9%
Despesas G&A	(35,971)	(9,861)	(2,378)	(1,984)	(9,025)	(59,219)	(9,010)	(52,605)	6	(120,828)	(85,358)	41.6%	(109,884)	10.0%
Outras receitas e despesas operacionais	(11,345)	(991)	-	84	(25,509)	(37,761)	(4,989)	(214)	-	(42,964)	(19,851)	116.4%	(21,624)	98.7%
Lucro Operacional	97,134	21,067	29,097	33,705	(34,534)	146,469	3,603	(52,819)	(22,346)	74,907	166,643	-55.0%	72,677	3.1%
Resultado Financeiro Líquido	52,303	(13,498)	2,061	1,702	(4,315)	38,253	7	(12,942)	-	25,318	(132,063)	-	(18,179)	-
Receita Financeira	127,577	7,910	12,762	21,572	16,292	186,113	7	55,435	(27,759)	213,796	65,772	225.1%	135,313	58.0%
Despesa Financeira	(75,274)	(21,408)	(10,701)	(19,870)	(20,607)	(147,860)	-	(68,377)	27,759	(188,478)	(197,835)	-4.7%	(153,492)	22.8%
Resultado antes de impostos	149,437	7,569	31,158	35,407	(38,849)	184,722	3,610	(65,761)	(22,346)	100,225	34,580	189.8%	54,498	83.9%
Imposto de renda e contribuição social	(11,415)	(2,220)	-	-	(8,524)	(22,159)	-	-	1,322	(20,837)	(2,492)	736.2%	(38,395)	-45.7%
Lucro Líquido	138,022	5,349	31,158	35,407	(47,373)	162,563	3,610	(65,761)	(21,024)	79,388	32,088	147.4%	16,103	4.9x
Imposto de renda e contribuição social	(11,415)	(2,220)	-	-	(8,524)	(22,159)	-	-	1,322	(20,837)	(2,492)	736.2%	(38,395)	-45.7%
Resultado Financeiro Líquido	52,303	(13,498)	2,061	1,702	(4,315)	38,253	7	(12,942)	-	25,318	(132,063)	-	(18,179)	-
Depreciação e Amortização	(30,786)	(23,616)	(10,978)	(24,257)	-	(89,637)	-	-	(3,888)	(93,525)	(28,453)	-	(68,129)	37.3%
Depreciação e Amortização G&A	(7,100)	(4,610)	(1,204)	(301)	-	(13,215)	(79)	(1,973)	(14)	(15,281)	(5,606)	-	(14,797)	3.3%
EBITDA	135,020	49,293	41,279	58,263	(34,534)	249,321	3,682	(50,846)	(18,444)	183,713	200,702	-8.5%	155,603	18.1%
Ajustes não recorrentes	(10,702)	-	-	-	26,500	15,798	-	-	-	15,798	5,094	210.1%	-	-
EBITDA Ajustado	124,318	49,293	41,279	58,263	(8,034)	265,119	3,682	(50,846)	(18,444)	199,511	205,796	-3.1%	155,603	28.2%

Anexo V – Tabela Produção por Polo

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 (m³/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
POLO MACAU								
Óleo (bbl/dia)	5.306	5.013	3.589	3.766	4.172	4.470	4.868	4.503
Gás (boe/dia)	925	835	706	631	624	681	788	698
Total (boe/dia)	6.231	5.848	4.295	4.397	4.797	5.151	5.656	5.201
POLO PESCADA								
Óleo (bbl/dia)	270	244	229	187	204	256	269	243
Gás (boe/dia)	913	909	840	761	818	969	848	878
Total (boe/dia)	1.184	1.152	1.069	948	1.022	1.225	1.117	1.121
Produção referente à 3R (boe/dia) ²	414	403	374	332	358	429	391	392
POLO AREIA BRANCA								
Óleo (bbl/dia)	473	467	489	469	446	446	445	446
POLO FAZENDA BELÉM								
Óleo (bbl/dia)	-	412	647	651	642	715	738	698
POLO POTIGUAR								
Óleo (bbl/dia)	-	-	-	-	-	-	12.166	4.055
Gás (boe/dia)	-	-	-	-	-	-	236	79
Total (boe/dia) ³	-	-	-	-	-	-	12.402	4.134
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
POLO RIO VENTURA								
Óleo (bbl/dia)	1.334	1.439	1.403	1.432	1.399	1.294	1.201	1.298
Gás (boe/dia)	122	530	1.419	1.485	1.365	1.976	1.953	1.765
Total (boe/dia)	1.455	1.970	2.821	2.918	2.763	3.270	3.154	3.063
POLO RECÔNCAVO								
Óleo (bbl/dia)	665	1.421	1.487	1.700	1.647	1.793	1.733	1.724
Gás (boe/dia) ⁴	1.385	2.595	1.895	2.410	2.599	2.641	2.638	2.626
Total (boe/dia)	2.050	4.016	3.381	4.110	4.246	4.434	4.371	4.350
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								
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								
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