

Divulgação de  
Resultados  
1T25

**BRAVA**



## Resultados | 1T25

Rio de Janeiro, 12 de maio de 2025 – A Brava Energia (“Brava” ou “Companhia”) (B3: BRAV3) apresenta os resultados referentes ao primeiro trimestre de 2025 (“1T25”). **As informações trimestrais do 1T25 serão apresentadas comparativamente às informações proforma trimestrais do 1T24, considerando a soma dos resultados de 3R Petroleum e Enauta antes da data efetiva de incorporação.**

Os resultados proforma são baseados em informações disponíveis e atribuíveis à incorporação da Enauta Energia pela Companhia e visam ilustrar o impacto desta incorporação sobre informações financeiras e operacionais históricas da Companhia. Não há qualquer asseguração por parte de auditores independentes ou da Companhia de que o resultado da transação teria sido conforme apresentado caso fosse concluída em 1º de janeiro de 2024, assim como os dados quantitativos operacionais não fizeram parte do escopo de revisão dos auditores.

Os valores, 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 Proforma	1T25	1T24 proforma	Δ A/A	4T24	Δ T/T
Receita Líquida (R\$ milhões)	2.874,3	2.823,6	1,8%	1.949,8	47,4%
EBITDA Ajustado (R\$ milhões)	1.070,0	1.243,6	(14,0%)	505,2	2,1x
Margem EBITDA Ajustada	37,2%	44,0%	(6,8 p.p.)	25,9%	11,3 p.p.
Produção Média Total <sup>1</sup> (kboe/dia)	70,8	72,1	(1,7%)	39,4	80,0%
Produção média diária de óleo (kbbbl/dia)	58,5	55,9	4,7%	29,2	2,0x
Produção média diária de gás (kboe/dia)	12,3	16,2	(23,9%)	10,2	21,2%
Preço médio da venda de óleo <sup>2</sup> (US\$/bbl)	67,1	75,6	(11,2%)	68,9	(2,5%)
Preço médio da venda de gás <sup>2</sup> (US\$/MMbtu)	6,1	8,4	(27,4%)	6,9	(11,9%)
Lifting Cost (US\$/boe)	20,0	18,5	8,4%	17,5	14,3%
Lifting Cost (US\$/boe) – (ex-custo de afretamento)	17,3	16,0	7,8%	16,3	6,1%

<sup>1</sup>corresponde à participação detida pela Companhia em cada ativo do portfólio. <sup>2</sup> inclui transações *intercompany*.

### DESTAQUES DO 1T25 E EVENTOS SUBSEQUENTES

**Destaque operacional: nível recorde de produção em abril de 2025.**

- **Produção de 70,8 mil boe/d no 1T25, seguida por recorde histórico de produção em abril de 2025:**
  - ✓ Produção de 82 mil boe/d em abril, +16% versus o 1T25, marcando o recorde histórico de produção;
  - ✓ **Crescimento ancorado em óleo:** produção de óleo alcançou 69 mil bbl/d em abril, +18% versus o 1T25.
- **Evolução operacional e ganho de escala**
  - ✓ Papa-Terra com maior eficiência de operação desde a retomada da produção no fim de 2024, alcançando em abril o melhor mês de produção desde dezembro de 2023: +35% versus 1T25;
  - ✓ Atlanta alcançou produção recorde em abril: 34 mil boe/d (100% do ativo), +45% versus 1T25;
  - ✓ Conclusão da conexão de mais 2 poços (4H e 5H) em Atlanta durante abril;
  - ✓ Conclusão do maior *offloading* da Companhia: 900 mil bbl em Atlanta;
  - ✓ Certificação de mais de 470MM de reservas 1P nos principais ativos da Companhia, sendo 92% óleo.

## Destaques financeiros

- Receita líquida somou R\$ 2.874,3 milhões, no 1T25, +47,4% T/T;
- EBITDA Ajustado de R\$ 1.070,0 milhões ou US\$182,8 milhões no 1T25, 2,1x maior na comparação T/T;
- Margem EBITDA Ajustada (incluindo *Mid&Downstream*) de 37,2% no 1T25, +11,3 p.p. T/T;
- *Lifting cost* total (sem afretamento) estável, com destaque para redução no segmento *onshore* pelo segundo trimestre consecutivo, atingindo US\$ 16,7 no 1T25;
- **Estrutura de capital:** posição de caixa sólida em US\$ 831 milhões ao fim do 1T25 após pré-pagamento de dívidas e pagamento de parcela de *earn-outs* referente a aquisições no período, que somaram US\$ 162 milhões, e emissão de US\$ 64 milhões em condições competitivas (*duration* de 2 anos e juros de 6,5% a.a.);
- Fluxo de caixa operacional<sup>1</sup> de ~R\$ 1 bilhão suportado pela forte evolução operacional no 1T25;

## Outros destaques

- **Publicação do 1º Relatório Anual de Sustentabilidade da Brava**, refletindo o alinhamento de práticas e o histórico dos programas de sustentabilidade da 3R Petroleum e da Enauta
- **Posse do novo Diretor de Operações *Offshore***, em abril de 2025, passando o cargo a ser ocupado pelo Sr. Carlos Travassos, executivo com mais de 39 anos de experiência no setor, que acumula histórico em cargos de liderança na Braskem e Petrobras

Conferência em português	Conferência em inglês
<b>13 de maio de 2025 (terça-feira)</b>	
<b>14:00 (BRT)</b>	<b>1:00 p.m. (US EDT)</b>
Números de Conexão:	Números de Conexão (EUA):
+55 11 4680 6788	+1 309 205 3325
+55 11 4632 2236	+1 312 626 6799
0800 878 3108	833 548 0276
0800 282 5751	833 548 0282
ID do webinar: 870 5650 1397	
Senha: 116137	
	
Acesso à Conferência de Resultados 1T25 <a href="#">Clique aqui</a>	

<sup>1</sup> Não considera contas a receber do parceiro em Papa-terra (Nova Técnica Energy) e ABEX realizado no período, impactado pelo FPSO Petrojarl.

## Mensagem da Administração

A Brava inicia o ano de 2025 alcançando recordes de produção e resultados. Os pilares estratégicos de nossa tese vêm se solidificando, realçando as inúmeras oportunidades inerentes ao nosso portfólio. De um lado, os ativos *onshore*, que nos permitem ter maior previsibilidade e flexibilidade para ajustar os projetos de investimento de acordo com a curva futura de petróleo. Do outro, os projetos *offshore* nos proporcionam escala e um grande potencial de incremento de produção. Nos últimos anos, direcionamos grande parte dos nossos recursos para a recuperação da integridade dos ativos recém adquiridos e à implementação de projetos complexos. **Após a conclusão dessa etapa, iniciamos o ano de 2025 com foco em garantir a estabilidade das operações, a eficiência na alocação de capital, a aceleração dos resultados e a desalavancagem da Companhia.**

Nas operações *onshore*, estamos otimizando custos de operação e reduzindo a necessidade de investimentos em infraestrutura, após intensa campanha de recuperação de integridade. A combinação desses fatores somada aos ganhos de eficiência e gradual aumento da produção garantirão um fluxo de caixa livre mais robusto. Nas operações *offshore*, obtivemos avanços nos dois maiores projetos: iniciamos a produção de mais dois poços em Atlanta no mês de abril e concluímos em março uma etapa importante de otimização no sistema de geração de energia em Papa-Terra, o que permitiu colocar em produção mais poços já conectados às unidades de produção no campo.

**Nesse contexto, alcançamos uma produção diária recorde de 82 mil barris de óleo equivalente em abril de 2025, superando a média de produção do primeiro trimestre em 16%.** Mesmo com os principais ativos *offshore* ainda em evolução, apresentando resultados de produção que ainda não refletem todo o potencial do segmento, alcançamos um EBITDA de USD 183 milhões no 1T25, com aumento de mais de 11 pontos percentuais de margem T/T. Até o fim do 2T25, vamos conectar mais dois poços em Atlanta, enquanto aguardamos a retomada de produção em Manati, após a conclusão da fase final de testes em execução pelo operador. Esses fatores devem contribuir para a renovação de recordes operacionais e resultados em 2025.

Sob o aspecto estratégico e financeiro, estamos direcionando nossos esforços aos projetos com maior rentabilidade e resiliência. Pela flexibilidade do portfólio combinado entre ativos *onshore* e *offshore*, a Companhia ajustou rapidamente o plano de negócios para o ano de 2025, postergando cerca de 15% dos investimentos originalmente previstos para o ano, no intuito de privilegiar a geração de caixa, sem impactar de forma relevante a produção, e proporcionar redução de alavancagem, mesmo em cenários de *Brent* mais desafiadores. Também estamos reduzindo em mais de 10% os custos com estrutura e desenvolvendo iniciativas para substituir parcial ou integralmente nossa posição como credora ao afretador do FPSO Atlanta (cerca de USD 410 milhões em recebíveis), com o objetivo de reforçar a liquidez e reduzir a alavancagem da Companhia.

Conforme recentemente anunciado ao mercado, a Companhia optou por encerrar as negociações relativas ao processo de desinvestimento de ativos *onshore* e de águas rasas. A referida decisão ocorre após alcançarmos recordes de produção e maior eficiência operacional dos ativos *onshore* da Bahia ao longo dos últimos trimestres, os quais fortalecem a posição estratégica da Companhia no segmento de gás e potencializam as sinergias de um portfólio integrado. Nesse contexto, a Administração reafirma sua convicção estratégica em manter um portfólio de ativos diversificado, mitigando os riscos inerentes à concentração de operações em projetos específicos, de forma a assegurar resiliência de produção em um mercado dinâmico.

Como evento subsequente ao fim do 1T25, divulgamos nosso relatório de sustentabilidade, refletindo o alinhamento de práticas e o histórico dos programas de sustentabilidade da 3R Petroleum e da Enauta. O documento contempla um balanço de iniciativas da Companhia em diversas áreas de atuação e atua como mais um pilar na formação da nossa cultura: somos movidos pelo sentimento de dono e temos muito orgulho de ter construído uma Companhia com relevância no setor e que apresenta resultados robustos em um curtíssimo espaço de tempo. Este é apenas o início de uma longa jornada para destravar todo o valor potencial do nosso portfólio. **Estamos avançando a passos largos, por isso deixamos um agradecimento especial aos colaboradores da Brava pelo empenho e dedicação nos últimos meses e aos nossos acionistas, credores, fornecedores e parceiros pelo suporte nessa caminhada.**

## ESG – Ambiental, Social e Governança Corporativa

A Brava Energia está comprometida com a adoção e o aprimoramento contínuo das melhores práticas ambientais, sociais e de governança corporativa (ESG), reconhecendo esses pilares como fundamentais para a execução de sua estratégia de longo prazo e geração de valor sustentável.

Desde sua criação, a Brava promove continuamente a integração estruturada das práticas ESG anteriormente adotadas por 3R Petroleum e a Enauta Energia. Esse processo é conduzido com suporte do Conselho de Administração, do Comitê de Sustentabilidade e das diversas áreas da Companhia, reforçando o alinhamento estratégico e operacional em torno da agenda ESG.

No primeiro trimestre de 2025, a Companhia avançou significativamente nesse processo com a aprovação da nova Matriz de Materialidade, elaborada com base no princípio da dupla materialidade, nas Normas GRI e nas normas IFRS de divulgação de sustentabilidade. O processo incluiu *benchmark* com 13 empresas do setor, análises documentais, entrevistas com 31 *stakeholders* e consideração de estruturas de mercado e riscos financeiros. Foram identificados nove temas materiais prioritários: Mudanças Climáticas; Água e Efluentes; Gestão Ambiental; Segurança; Gestão de Talentos; Impacto Socioeconômico; Direitos Humanos; Ética e Integridade; e Gestão dos Ativos. Esses temas orientam os indicadores-chave de desempenho ESG da Companhia e fortalecem sua atuação responsável na transição energética.

Além disso, a Brava aprovou e publicou um conjunto robusto de políticas corporativas estruturantes, voltadas a governança, sustentabilidade, direitos humanos, integridade, saúde, segurança e meio ambiente, disponíveis [nesse link](#). Esses documentos reforçam o compromisso da Companhia com a transparência, o comportamento ético e o fortalecimento da cultura organizacional.

Neste período a Companhia também aderiu ao Pacto Global da ONU, comprometendo-se a implementar princípios universais de sustentabilidade e apoiar os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS).

Quanto à Governança, a Companhia publicou, em abril de 2025, o Relatório Anual e de Sustentabilidade 2024, refletindo o alinhamento de práticas e o histórico dos programas de sustentabilidade da 3R Petroleum e da Enauta. O Relatório consolida as informações de desempenho e gestão da Companhia ao longo do ano anterior, incluindo dados que abrangem o período pré-incorporação.

O documento foi elaborado com base nas Normas GRI, contemplando também os princípios do *Sustainability Accounting Standards Board (SASB)* para o setor de óleo e gás, as recomendações da *Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD)* e o *framework* do Relato Integrado (IR) – todos já incorporados às normas do *International Sustainability Standards Board (ISSB)*, cuja adoção será obrigatória no Brasil a partir de 2026.

Ao longo do 1T25, a Companhia deu continuidade a diversas ações, como o lançamento do novo Canal de Denúncias Brava, visando aprimorar os mecanismos de escuta e resposta a eventuais irregularidades, e a realização de workshops temáticos sobre relações humanas e respeito no ambiente de trabalho, com foco em diversidade, assédio e comportamento ético, que reuniram mais de 300 colaboradores.

Sob a perspectiva ambiental, a Brava considera que um dos pilares da sua estratégia de mitigação climática é o controle das emissões de gases de efeito estufa (GEE), tanto nas operações diretas quanto na cadeia de valor. A gestão integrada de emissões foi fortalecida com a incorporação da Enauta Energia pela Companhia, consolidando as melhores práticas adotadas por ambas as empresas. Um exemplo concreto dessa abordagem é a avaliação em andamento sobre o uso de drones na

identificação e correção de emissões fugitivas em dutos de ativos *onshore* — contribuindo para a eficiência operacional e mitigação de impactos ambientais.

O Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) da Brava Energia consolida todos os ativos operacionais sob a abordagem de controle operacional. O inventário segue as diretrizes do Programa Brasileiro *GHG Protocol* e abrange os gases CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O e HFCs, considerando os escopos 1 (emissões diretas), 2 (emissões indiretas por consumo de energia elétrica) e 3 (outras emissões indiretas associadas à cadeia de valor). A verificação será realizada por terceira parte independente, com base na norma ABNT NBR ISO 14064-3, e os primeiros dados foram divulgados em conjunto com o Relatório Anual e de Sustentabilidade 2024.

Essas iniciativas estão inseridas em uma estrutura robusta de governança climática, orientada por inovação e eficiência operacional. O objetivo é garantir a resiliência dos negócios frente aos riscos climáticos, ao mesmo tempo em que se captura valor a partir de oportunidades associadas à descarbonização.

Com o objetivo de promover a redução de resíduos e estimular práticas de consumo consciente, a Brava lançou a campanha #TerçouSemCopoDescartável, buscando reduzir o consumo de copos plásticos e incentivar o uso de garrafas e canecas reutilizáveis entre os colaboradores.

Já na esfera social, a Brava apoiou o maior hospital pediátrico do Brasil, referência nacional em pediatria, localizado em Curitiba. Com mais de 100 anos de história, o hospital atende anualmente mais de 300 mil crianças de todo o país, oferecendo tratamento em diversas especialidades médicas, como oncologia, cardiologia e neurologia, com 70% de sua capacidade destinada ao SUS. O apoio foi realizado por meio da Lei Federal de Apoio à Criança e ao Adolescente (FIA).

Vale destacar que a Companhia busca promover o bem-estar das comunidades onde atua e fomentar o desenvolvimento social por meio de projetos e iniciativas que priorizam a educação, os direitos humanos e o respeito socioambiental. No 1T25, a Brava deu início às atividades do Plano de Comunicação Social (PCS) e do Projeto de Educação Ambiental (PEA) nas comunidades da Bahia, marcando a retomada do ciclo do Programa INTERAGIR. As ações incluem a conscientização sobre a integridade de dutos, orientações sobre as operações da Companhia e a promoção do canal "Fale com a Gente". Neste início de ciclo, também foram apresentados os resultados do ano anterior e validado o plano de ação para 2025, com foco em temas como organização comunitária, sustentabilidade no campo, empreendedorismo comunitário e preservação da identidade cultural.

A Brava também patrocinou eventos como a "Corrida das Estações" na Bahia, Rio Grande do Norte e no Rio de Janeiro, incentivando a prática de esportes e à cultura, promovendo a qualidade de vida e a integração entre seus colaboradores e apoiou Dia Internacional da Mulher, promovendo um workshop sobre a diversidade e os impactos dos vieses inconscientes no trabalho.

Esses avanços reforçam o compromisso da Brava Energia com a governança, a integridade, a sustentabilidade e a preparação para os requisitos regulatórios nacionais e internacionais sobre os temas.

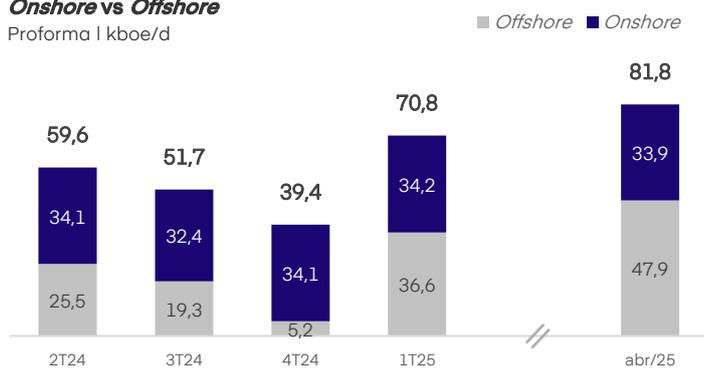
# Desempenho Operacional

Resultados Operacionais		2T24	3T24	4T24	1T25	T/T
Brent Médio <sup>1</sup>	US\$/bbl	84,9	80,3	74,7	75,7	1,3%
Preço venda óleo <sup>2</sup>	US\$/bbl	76,8	75,2	68,9	67,1	(2,5%)
Preço venda gás <sup>2</sup>	US\$/MMBTU	7,8	7,3	6,9	6,1	(11,9%)
Dólar médio	-	5,21	5,54	5,84	5,85	0,3%
Dólar <i>EoP</i>	-	5,56	5,45	6,19	5,74	(7,3%)
<b>Upstream</b>						
Produção Total <sup>3</sup>	kboe/d	59,6	51,7	39,4	70,8	80,0%
Onshore	kboe/d	34,1	32,4	34,1	34,2	0,4%
Offshore	kboe/d	25,5	19,3	5,2	36,6	7,0x
Óleo	kbbl/d	48,6	41,2	29,2	58,5	2,0x
Gás	kboe/d	11,0	10,5	10,2	12,3	21,2%
	MMm <sup>3</sup> /d	1.741,5	1.673,2	1.614,4	1.956,5	21,2%
Volume venda Óleo <sup>2</sup>	MMbbl	4,0	3,2	2,8	5,2	87,2%
Volume venda Gás <sup>2</sup>	MMm <sup>3</sup>	116,5	107,5	102,4	132,7	29,6%
Volume venda Total	MMboe	4,7	3,9	3,4	6,0	76,5%
<b>Mid&amp;Downstream</b>						
Volume de venda	MMboe	3,6	3,2	3,4	3,1	(8,3%)

(1) Fonte: Dated Brent (Platts); (2) Inclui as operações intercompany; (3) base histórica proforma até o 3T24, inclui Atlanta e Manati e o aumento da participação em Papa-Terra (de 53.13% para 62,5%) e Peroá (de 85% para 100%), com o objetivo de gerar comparabilidade com o período anterior à incorporação da Enauta e da Maha Energy pela Brava, concluída em 1º de agosto de 2024. Vale destacar que os dados proforma não foram auditados e não há garantia de que os resultados seriam os mesmos caso a incorporação tivesse sido finalizada antes dessa data.

## Upstream

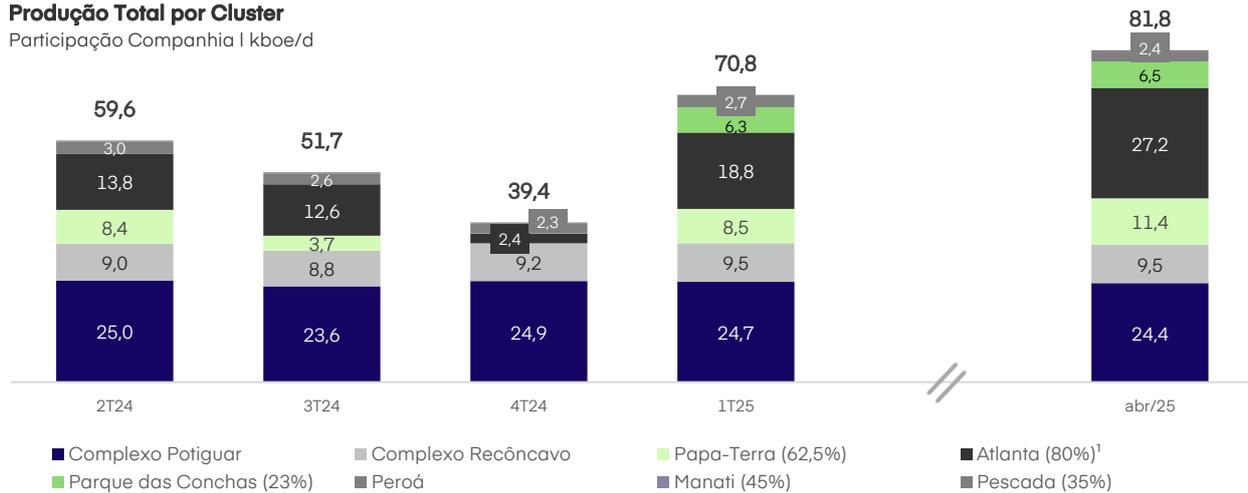
**Onshore vs Offshore**  
Proforma | kboe/d



O aumento da produção no 1T25 foi impulsionado pelo maior volume no segmento *offshore* e estabilidade na produção do segmento *onshore*. O resultado é justificado pelo início da operação do FPSO Atlanta, a retomada da produção em Papa-Terra em dezembro de 2024 e o primeiro trimestre completo de contribuição da participação de 23% em Parque das Conchas.

**Produção Total por Cluster**

Participação Companhia | kboe/d



<sup>1</sup> considera participação de 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação.

Na barra abaixo é possível observar a distribuição da produção média total no mês de abril de 2025 entre os ativos do portfólio. Considerando a proporção por segmento, o *onshore* e o *offshore* representaram 41,4% e 58,6% da produção total, respectivamente. O campo de Manati, que é operado pela Petrobras, encontra-se em parada para manutenção, com retomada prevista para maio de 2025.



<sup>1</sup> considera participação de 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação.

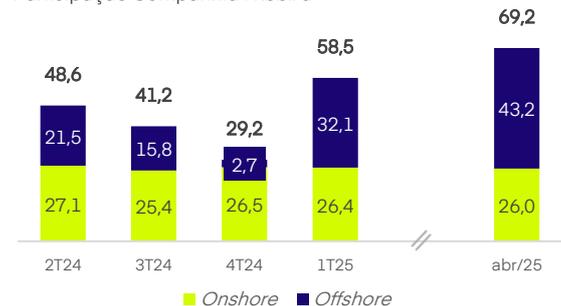
**Óleo**

A produção média diária de óleo alcançou 58,5 mil barris (bbl/d) no 1T25, + 2,0x (100,4%) T/T, representando 83% da produção média do período. No mês de abril, a produção de óleo atingiu 69,2 mil bbl/d, +18,0% quando comparado com o resultado do 1T25.

O resultado no trimestre é explicado pelo início de operação do FPSO Atlanta, a retomada de produção em Papa-terra e o primeiro trimestre completo de contribuição de Parque das Conchas.

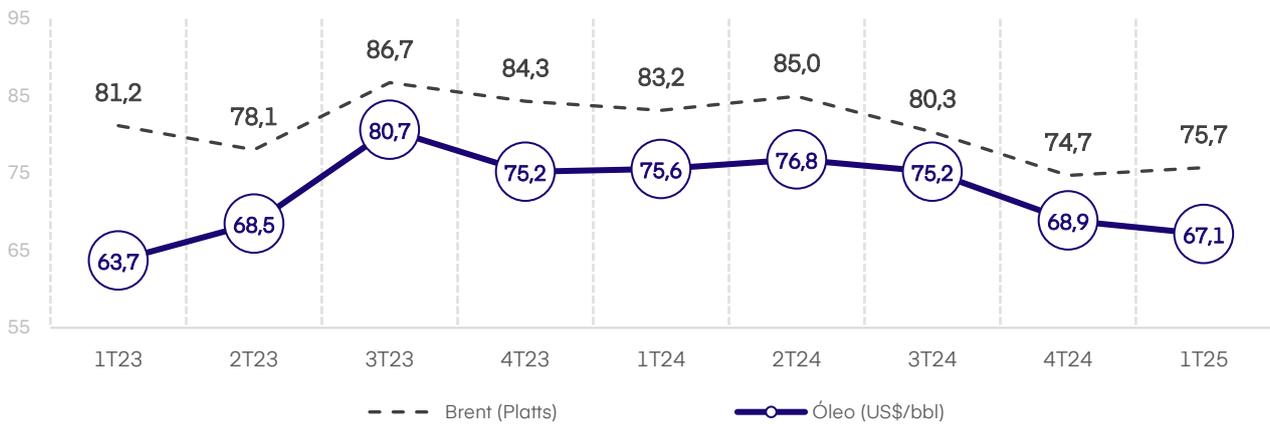
**Produção de Óleo | Onshore vs Offshore**

Participação Companhia | kbbbl/d



Durante o 1T25, a Companhia realizou a venda de 5.167 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 67,1/bbl, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos.

**Preço Médio de Venda do Petróleo<sup>1</sup> (US\$/bbl)**



<sup>1</sup> Considera o resultado da comercialização do Campo de Atlanta, sendo 80% a partir de 27 de setembro, inclusive, e do Campo de Manati. No comparativo histórico, apenas os dados de 3R.

O desempenho comercial no 1T25 foi suportado pelo aumento no volume de óleo vendido referente aos ativos *offshore* e melhor monetização da produção *onshore*, que alcançou US\$ 69,6/bbl no período, reforçando a estabilidade e previsibilidade do segmento.

A comercialização do óleo é amparada pela diversificação da base de clientes e, no caso dos ativos *onshore*, pelo uso predominante de oleodutos próprios para o escoamento da produção até o ponto de venda. A logística simplificada e o acesso a diversas alternativas de monetização resultam em condições comerciais competitivas.

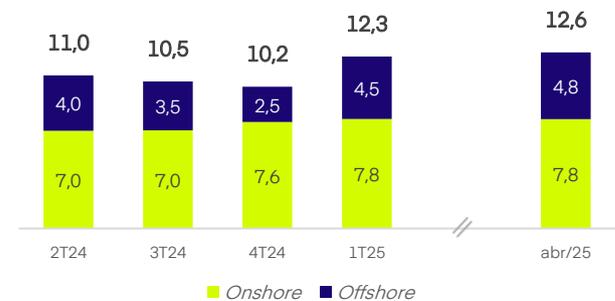
**Gás**

A produção média diária de gás atingiu 12,3 mil boe (1.957 mil m<sup>3</sup>/d) no 1T25, +21,2% T/T, correspondente a 17% da produção média diária do período. No mês de abril, a produção de gás atingiu 12,6 mil boe/d, +2,6% quando comparado com o resultado do primeiro trimestre de 2025.

O resultado no trimestre é explicado pelo maior volume registrado em Peroá (+16,6% T/T), justificado pelo aumento de demanda no mercado brasileiro e a normalização da produção após manutenções programadas na Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGC) de Cacimbas, operada pela Petrobras, no 4T24. Já no segmento *onshore*, o incremento é justificado pelo Complexo Potiguar, +7,5% T/T, com destaque para o polo Macau, que concluiu a instalação de novos compressores durante o 1T25, e a abertura de novos poços de gás associado em Cexis, no Complexo Recôncavo, a partir de melhorias no sistema de compressão.

**Produção de Gás | Onshore vs Offshore**

Participação Companhia | kboe/d



A venda de gás natural somou 5,0 milhões de MMBTU, a um preço médio de US\$ 6,1/MMBTU<sup>2</sup>. Considerando somente a venda para terceiros, sem considerar as operações *intercompany*, a Companhia comercializou 4,0 milhões de MMBTU de gás no 1T25, a um preço médio de US\$ 7,4/MMBTU. A redução ocorreu devido a maior demanda de gás no mercado *spot* durante o trimestre e a redução

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

do QDS (Quantidade Diária Solicitada) na renegociação contratual com a ESGás, culminando em uma maior exposição da produção de Peroá a preços spot de mercado no 1T25.

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



<sup>1</sup> (i) Considera o resultado da comercialização do Campo de Atlanta, sendo 80% a partir de 27 de setembro, inclusive, e do Campo de Manati. No comparativo histórico, apenas os dados de 3R, e (ii) Não considera a venda de gás *intercompany*.

A Brava alcançou os seguintes marcos no segmento de gás no 1T25: (i) início do fornecimento de gás na malha de uma nova transportadora parceira; (ii) contratos com novos clientes no mercado cativo: Copergás, com previsão de entrega de 200 mil m<sup>3</sup>/d por 2 anos, e Comgas, com volumes entre 150 mil e 450 mil m<sup>3</sup>/d com preço fixado em 11% do Brent; (iii) primeiro fornecimento da Brava no mercado livre para Cerâmica Serra Azul, com volume de 77 mil m<sup>3</sup>/dia por 3 anos; e (iv) operação estruturada de *swap*, que permite acesso ao gás na malha de parceiros, para otimização de custos e reduzir riscos de restrição de volume.

A Companhia reforça sua estratégia de diversificar a carteira de clientes, visando a captura de condições comerciais mais atrativas e redução de impactos sazonais. Além dos contratos firmes com distribuidoras estaduais, parte da produção excedente é ofertada no mercado livre de gás, por meio de contratos flexíveis e transações *spot*.

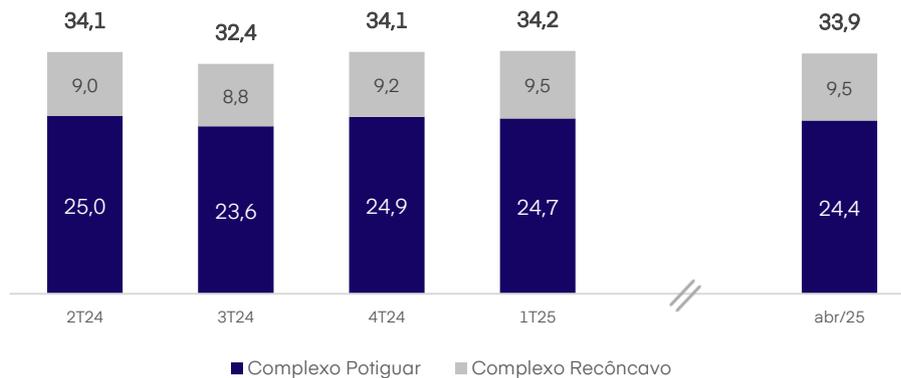
## Onshore

O segmento é formado pelos (i) Complexo Potiguar, composto pelos Polos Potiguar, Macau, Areia Branca e Fazenda Belém, e (ii) Complexo Recôncavo, composto pelos Polos Recôncavo e Rio Ventura.

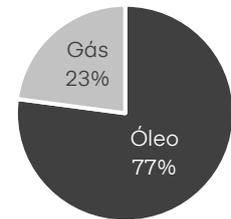
No 1T25, o desempenho consistente, +0,4% T/T, é explicado pela maior produção de gás no Complexo Potiguar, +7,5% T/T, com a instalação de compressores nos meses de janeiro e fevereiro e maior volume de produção nos ativos da Bahia, +3,7% T/T, devido a otimização no sistema de compressão, o que permitiu a abertura de novos poços de gás associado em Cexis, parcialmente compensado pela redução no volume de óleo em Potiguar, -1,5% T/T.

**Produção Onshore**

Portfólio Companhia | kboe/d



**Perfil da Produção Onshore**  
(1T25- boe/d)

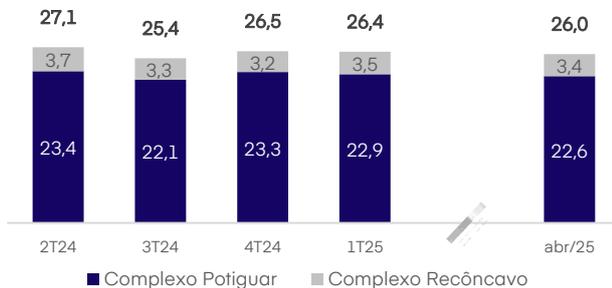


A produção de gás natural nos ativos Areia Branca, Fazenda Belém e Potiguar não é comercializada, uma vez que este volume é consumido nas operações e/ou reinjetado nos reservatórios.

Em termos comerciais, o *onshore* registrou venda de 2.369 mil barris de óleo (bbl), -2,8% T/T, a um preço médio de US\$ 69,6/bbl, e 3,0 milhões de MMBTU, referente a venda de gás. Sendo o Complexo Potiguar com 2.058 mil bbl, -3,6% T/T, a um preço médio de US\$ 68,9/bbl, e 0,7 milhões de MMBTU, referente a venda de gás *intercompany*, e o Complexo Recôncavo com 311 mil bbl, +3,2% T/T, a um preço médio de US\$ 74,6/bbl, e 2,3 milhões de MMBTU, a um preço médio, considerando as operações *intercompany*, de US\$ 6,6/MMBTU.

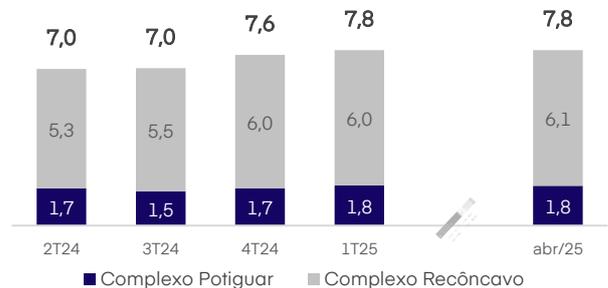
**Produção de Óleo**

Portfólio *Onshore* Companhia | kbb/d



**Produção de Gás**

Portfólio *Onshore* Companhia | kboe/d



As atividades operacionais realizadas no *onshore* durante o 1T25 foram suportadas por 11 sondas de *workover*, 3 sondas de *pulling* e 4 sondas de perfuração. Dentre as principais atividades realizadas em poços no trimestre, destaque para 131 *pullings*, 24 *workovers*, 37 perfurações, 13 reativações, 5 abandonos e 2 conversões.

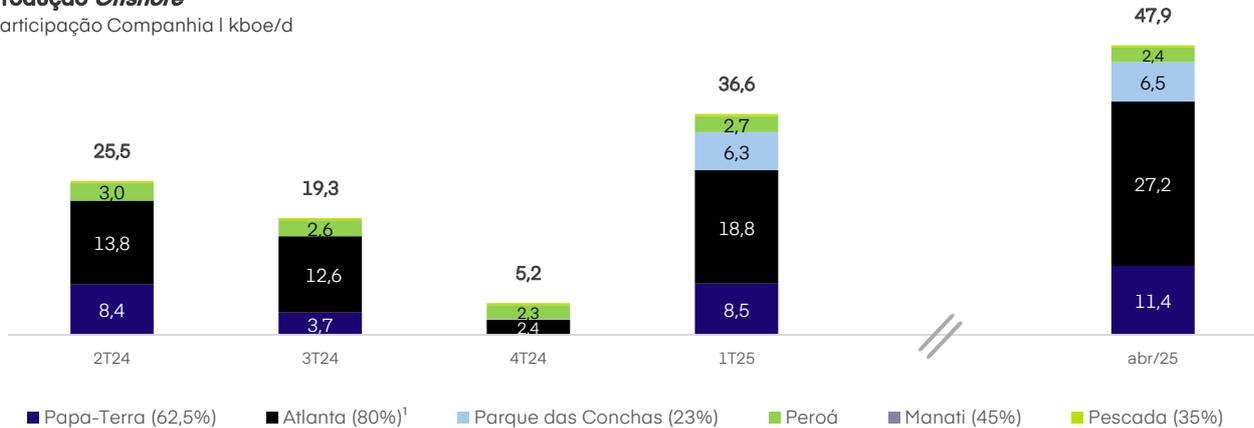
Com a conclusão de diversos projetos de revitalização de infraestrutura e recuperação de integridade nos últimos trimestres, a maior parte do *CAPEX* planejado para os campos *onshore* nos próximos 12 a 24 meses estão relacionados a compensação do declínio natural dos campos e potencial incremento de produção, propiciando à Companhia flexibilidade para antecipar ou postergar investimentos diante de cenários de *Brent* diversos. Nesse sentido, a Companhia optou por postergar algumas campanhas de perfuração e intervenção em terra e atualmente conta com 13 sondas subcontratadas.

## Offshore

O segmento *offshore* é composto pelos ativos Atlanta<sup>3</sup> (80%), Papa-Terra (62,5%), Peroá, Parque das Conchas (23%), Manati (45%) e Pescada (35%). No 1T25, a performance operacional do segmento foi impulsionada por: início de operação do FPSO Atlanta; retomada de produção em Papa-Terra; contribuição de Parque das Conchas ao longo de todo o trimestre; e retomada da produção de gás em Peroá, após parada programada na Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGC) de Cacimbas.

### Produção Offshore

Participação Companhia | kboe/d



<sup>1</sup> considera participação de 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação.

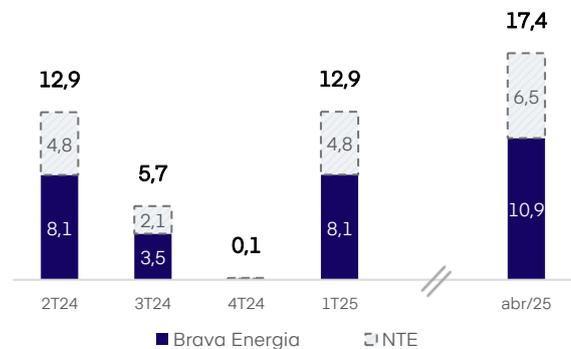
### ▪ Papa-Terra (WI 62,5%)

Com a incorporação da Maha Energy em 31 de julho de 2024, a Companhia passou a deter 62,5%<sup>4</sup> no ativo (anteriormente com 51,13%), sendo os dados operacionais apresentados equivalentes a esta participação em um histórico proforma.

A produção do ativo foi retomada em 30 de dezembro de 2024 com a reabertura gradual dos poços, após parada programada durante o 4T24. No primeiro trimestre de 2025, concluiu-se a substituição da bomba centrífuga submersa (BCS) do poço PPT-51, o mais produtivo do ativo, cujo retorno à operação ocorreu em fevereiro.

### Produção de Óleo | Papa-Terra

Participação Companhia | kbbbl/d



A operação apresentou volatilidade durante o 1T25, justificada por vazão reduzida durante alguns dias para permitir intervenções planejadas com o objetivo de otimizar os sistemas de geração de energia. A maior eficiência passou a ser observada em março e abril, com maiores níveis de produção e estabilidade na geração de energia do FPSO a partir do gás produzido, reduzindo o consumo de diesel e permitindo a retomada de produção dos demais poços conectados às unidades flutuantes de Papa-Terra (FPSO e TLWP). Atualmente, o ativo conta com seis poços em operação e alcançou 17,4 kboe/d

<sup>3</sup> Considera participação de 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação.

<sup>4</sup> Em 16 de abril de 2024, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do Joint Operating Agreement (JOA), o direito de cessão compulsória (*forfeiture*) da participação indivisa de 37,5% detida pela Nova Técnica Energy Ltda. (NTE) no consórcio, em função do inadimplemento de obrigações financeiras. Após o exercício do *forfeiture*, a NTE instaurou procedimento de arbitragem questionando a aplicação da cessão compulsória prevista no JOA e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, no qual foi deferida medida liminar suspendendo o processo perante a ANP até que seja proferida decisão arbitral. A Companhia aguarda as decisões decorrentes da arbitragem e informa que o Tribunal Arbitral foi formado em março de 2025.

de produção em abril (+35% quando comparado com o 1T25), marcando o melhor mês de produção desde dezembro de 2023.

Considerando a parcela de 62,5% do campo de Papa-terra, no trimestre a venda correspondeu a 727 mil barris de óleo (bbl) com um preço médio de US\$ 58,4/bbl.

**- Atlanta** (WI 80%)<sup>5</sup>

A produção no FPSO Atlanta teve início em 31 de dezembro de 2024, através dos novos poços 6H e 7H, localizados em uma nova área do reservatório. Durante o primeiro trimestre de 2025, o campo apresentou desempenho consistente e alinhado com as expectativas da Companhia, com ambos os poços e a bomba multifásica conectada a eles operando conforme o planejado e dentro dos parâmetros de projeto.

As principais etapas de Atlanta seguem avançando conforme o cronograma do projeto, com destaque para a conexão dos poços 4H e 5H em 13 abril. Os poços apresentam resultados preliminares dentro do esperado pela Companhia e mesmo em uma fase de testes e estabilização, já suportaram o crescimento de produção durante a segunda metade do mês de abril. Cabe reforçar que ambos os poços já produziram por meio do sistema antecipado de produção (FPSO Petrojarl), aumentando a previsibilidade da produção.

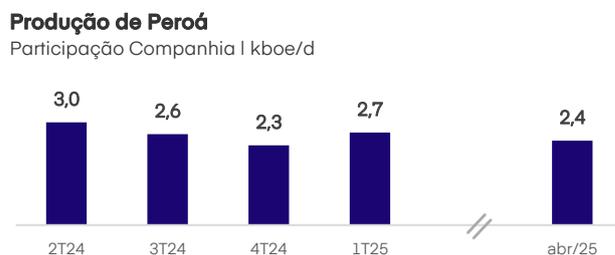
Com a conexão desses poços, o FPSO Atlanta passou a produzir através de quatro poços (4H, 5H, 6H e 7H). A Companhia prossegue com a campanha de conexão dos dois poços remanescentes (2H e 3H), cuja conclusão está prevista para junho de 2025.

O campo de Atlanta registrou a venda 1.450 mil barris de óleo (bbl), a um preço médio de US\$ 66,8/bbl. Durante o trimestre, a Companhia celebrou novos contratos de comercialização de óleo junto à Shell e à Trafigura. Estes contratos permitem (i) compartilhamento de ganhos via combinações de carga, (ii) acesso a mercados específicos para o tipo de óleo do Campo, e (iii) precificação atrelada a preços de referência de *bunker* de baixo enxofre no mercado internacional.

**- Peroá** (WI 100%)

O ativo retomou níveis normais de produção no 1T25 com a normalização das operações após a parada programada na Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGC) de Cacimbas, realizada em novembro de 2024, para a qual é escoada a produção do Polo Peroá.

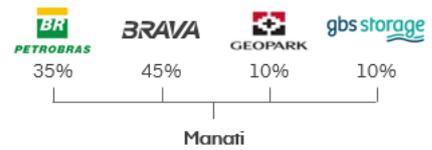
O Polo Peroá registrou a venda de 11 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 68,7/bbl, e 1,8 milhão de MMBTU no 1T25, a um preço médio de US\$ 8,4/MMBTU, equivalente a 11,0% do valor de referência do *Brent*.



<sup>5</sup> considera participação de 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação.

▪ **Manati** (WI 45%)

A Brava é a maior concessionária do ativo com 45% de participação, sendo a Petrobras parceira e operadora com 35% de participação e outras empresas que detêm a parcela remanescente, conforme organograma ao lado.



Em março de 2024, a produção do ativo foi paralisada para adequação de equipamentos em atendimento a requisitos da ANP. A previsão de retorno da produção vem sendo atualizada pelo operador desde então, sendo a expectativa atual de retomada para maio de 2025.

O Campo de Manati não registrou resultado comercial durante o 1T25, impactados pela parada programada de produção.

▪ **Parque das Conchas** (WI 23%)

Em 30 de dezembro de 2024, a Brava Energia concluiu a aquisição da participação de 23% detida pela QatarEnergy no Parque das Conchas (campos de Abalone, Ostra e Argonauta), na Bacia de Campos. O ativo é operado pela Shell, que detém 50% de participação, e a ONGC detém os 27% remanescentes.

**Produção de Óleo | Parque das Conchas**  
Participação Companhia | kbbl/d



**Produção de Gás | Parque das Conchas**  
Participação Companhia | kboe/d

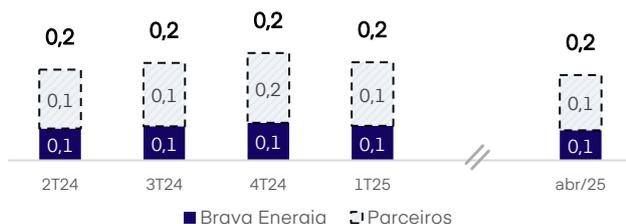


O ativo de Parque das Conchas registrou a venda de 603 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 68,8/bbl.

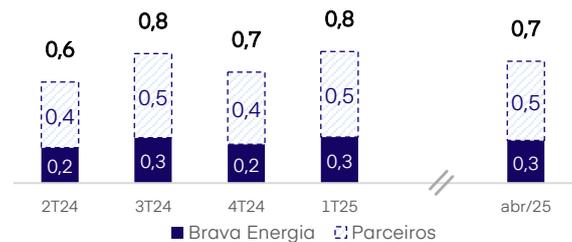
▪ **Pescada** (WI 35%)

A Companhia detém 35% de participação no ativo, sendo essa a parcela correspondente aos seus resultados financeiros. A parcela remanescente de 65% pertence a Petrobras, que é a operadora do ativo. A Brava possui contrato de compra e venda (*Sales and Purchase Agreement*) junto à Petrobras para aquisição da parcela de 65% no ativo e encontra-se em tratativas para concluir a transação.

**Produção de Óleo | Pescada**  
Participação Companhia | kbbl/d



**Produção de Gás | Pescada**  
Participação Companhia | kboe/d



O ativo de Pescada registrou a venda de 7 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 73,4/bbl.

## Midstream & Downstream

Ao longo do 1T25, a Brava abasteceu o mercado local com diesel, gasolina, querosene de aviação e GLP (gás líquido de petróleo) e exportou, por meio do terminal próprio de uso privado, *bunker* (VLSFO), diesel marítimo (MGO), nafta e resíduo atmosférico (RAT). O Terminal foi utilizado para importação de gasolina para operações de *trading* (revenda) e diesel para *blend* (mistura) na refinaria.

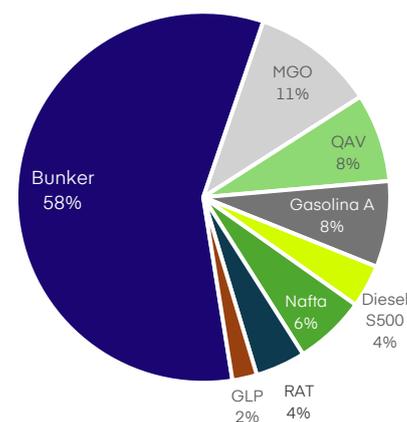
Entre as atividades de revitalização de equipamentos, gestão em integridade e manutenções realizadas no 1T25, a Companhia destaca: (i) implantação de novos sistemas elétricos e substituição de cabos alimentadores, com foco no aumento da confiabilidade e na ampliação da capacidade de fornecimento de energia no ATI; (ii) execução de planos de manutenções preventivas e corretivas, bem como a recuperação de ativos, através da revitalização de tanques, estruturas de suporte e áreas operacionais, com o intuito de aumentar a confiabilidade, segurança operacional e a vida útil dos equipamentos; e (iii) modernização dos sistemas de automação e segurança no Terminal Aquaviário de Guimarães (TAG).

No 1T25, a Companhia realizou a venda de 3.116 mil barris de produtos derivados, +1,5% em termos anuais (A/A) e -7,4 % T/T. O desempenho no trimestre reflete menor taxa de utilização da refinaria atingindo FUT (Fator de Utilização) de 83% (- 5 p.p. T/T).

O mix de produtos comercializados está demonstrado no gráfico ao lado, com destaque para: (a) participação de 58% do *bunker* (VLSFO), com venda da totalidade junto à cliente distribuidor, (b) aumento dos volumes vendidos de NAFTA (+28% T/T) e GLP (+17 T/T), em razão de maior oferta e melhores estratégias comerciais, e (c) menor nível de comercialização de RAT (-45% T/T) e DIESEL S500 (-29% T/T).

Importante destacar que o volume de produtos derivados é função: (i) da produção de óleo do Complexo Potiguar, processada na refinaria, (ii) do volume de óleo adquirido de terceiros e processado na refinaria, e (iii) da aquisição de derivados para mistura (*blend*) com alguns produtos da refinaria, de modo a especificar para o mercado, e/ou revenda direta.

Detalhamento de Produtos Vendidos (%)



## Desempenho Financeiro

A Companhia apresenta a seguir os resultados financeiros do primeiro trimestre de 2025 ("1T25"), que refletem as respectivas participações<sup>6</sup> da Companhia nos ativos do seu portfólio, proporcionando uma visão da performance ao longo do período. A visão proforma até o 3T24 busca permitir a comparação com o período anterior às incorporações da Enauta e da Maha Energy pela Brava Energia (antiga 3R Petroleum), concluídas em 31 de julho de 2024. Esses dados não foram auditados e não há garantia de que os resultados seriam os mesmos caso a operação tivesse sido finalizada antes desta data.

A Companhia apresenta a tabela abaixo com as informações trimestrais referentes ao 1T25, considerando os efeitos explicados acima.

Demonstração de Resultado	Onshore	Offshore	Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	1T25	1T24 Proforma	Δ A/A	4T24 Proforma	Δ T/T
<b>Em milhões de reais</b>										
Receita Líquida	1.062,0	1.167,6	1.495,1	-	(840,3)	2.874,3	2.823,6	1,8%	1.949,8	47,4%
Custo do Produto Vendido	(615,6)	(700,9)	(1.421,5)	-	794,1	(1.943,9)	(1.840,4)	5,6%	(1.514,0)	28,4%
Royalties	(91,4)	(94,1)	-	-	-	(185,4)	(151,4)	22,5%	(86,3)	2,1x
<b>Luoro Bruto</b>	<b>446,3</b>	<b>456,8</b>	<b>73,6</b>	<b>-</b>	<b>(46,2)</b>	<b>930,5</b>	<b>983,1</b>	<b>-5,4%</b>	<b>435,8</b>	<b>2,1x</b>
Despesas G&A	(74,7)	(57,5)	(15,7)	(16,1)	-	(163,9)	(178,8)	-8,3%	(134,4)	21,9%
Gastos Exploratórios	-	(23,2)	-	-	-	(23,2)	(4,4)	5,3x	(11,3)	2,0x
Outras receitas e despesas operacionais	(1,0)	(73,5)	0,1	(2,9)	-	(77,4)	(4,6)	16,6x	(120,7)	-35,9%
<b>Luoro Operacional</b>	<b>370,6</b>	<b>302,7</b>	<b>58,0</b>	<b>(19,0)</b>	<b>(46,2)</b>	<b>666,0</b>	<b>795,3</b>	<b>-16,2%</b>	<b>169,3</b>	<b>3,9x</b>
Resultado Financeiro Líquido						588,8	(749,6)	-	(1.785,1)	-
<b>Resultado antes de impostos</b>						<b>1.254,8</b>	<b>45,7</b>	<b>27,5x</b>	<b>(1.615,8)</b>	<b>-</b>
Imposto de renda e contribuição social						(425,6)	(66,4)	6,4x	587,7	-
<b>Luoro Líquido</b>						<b>829,2</b>	<b>(20,7)</b>	<b>-</b>	<b>(1.028,1)</b>	<b>-</b>
Imposto de renda e contribuição social						(425,6)	(66,4)	6,4x	587,7	-
Resultado Financeiro Líquido						588,8	(749,6)	-	(1.785,1)	-
Depreciação e Amortização	(176,6)	(218,8)	(17,7)	-	(34,2)	(447,4)	(538,4)	-16,9%	(214,2)	2,1x
Depreciação e Amortização G&A	(8,0)	(1,1)	(0,02)	(5,6)	-	(14,7)	(10,3)	42,6%	(11,7)	25,7%
<b>EBITDA</b>	<b>555,1</b>	<b>522,5</b>	<b>75,8</b>	<b>(13,4)</b>	<b>(12,0)</b>	<b>1.128,0</b>	<b>1.344,0</b>	<b>-16,1%</b>	<b>395,2</b>	<b>2,9x</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>52,3%</b>	<b>45,1%</b>	<b>5,1%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>39,2%</b>	<b>47,6%</b>	<b>-8,4 p.p.</b>	<b>20,3%</b>	<b>19,0 p.p.</b>
Ajustes não recorrentes	-	(61,0)	-	2,9	-	(58,0)	(100,2)	-42,1%	110,1	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>555,1</b>	<b>461,5</b>	<b>75,8</b>	<b>(10,5)</b>	<b>(12,0)</b>	<b>1.070,0</b>	<b>1.243,8</b>	<b>-14,0%</b>	<b>505,2</b>	<b>2,1x</b>
<b>Margem EBITDA Ajustado</b>	<b>52,3%</b>	<b>39,9%</b>	<b>5,1%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>37,2%</b>	<b>44,1%</b>	<b>-6,8 p.p.</b>	<b>25,9%</b>	<b>11,3 p.p.</b>

O detalhamento por segmento de negócio é elaborado com base em informações financeiras disponíveis e que são atribuíveis diretamente a cada segmento ou que podem ser alocadas em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio, e utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisões na alocação de recursos, bem como na avaliação de desempenho. Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros e as transferências entre subsidiárias e segmentos de negócio da Companhia (*intercompany*).

As transações *intercompany* são avaliadas a preços internos de transferência, apurados com base em metodologias que levam em consideração parâmetros de mercado, sendo tais transações eliminadas, em coluna segregada dos segmentos de negócio, para fins de conciliação das informações segmentadas com os resultados trimestrais consolidadas da Companhia.

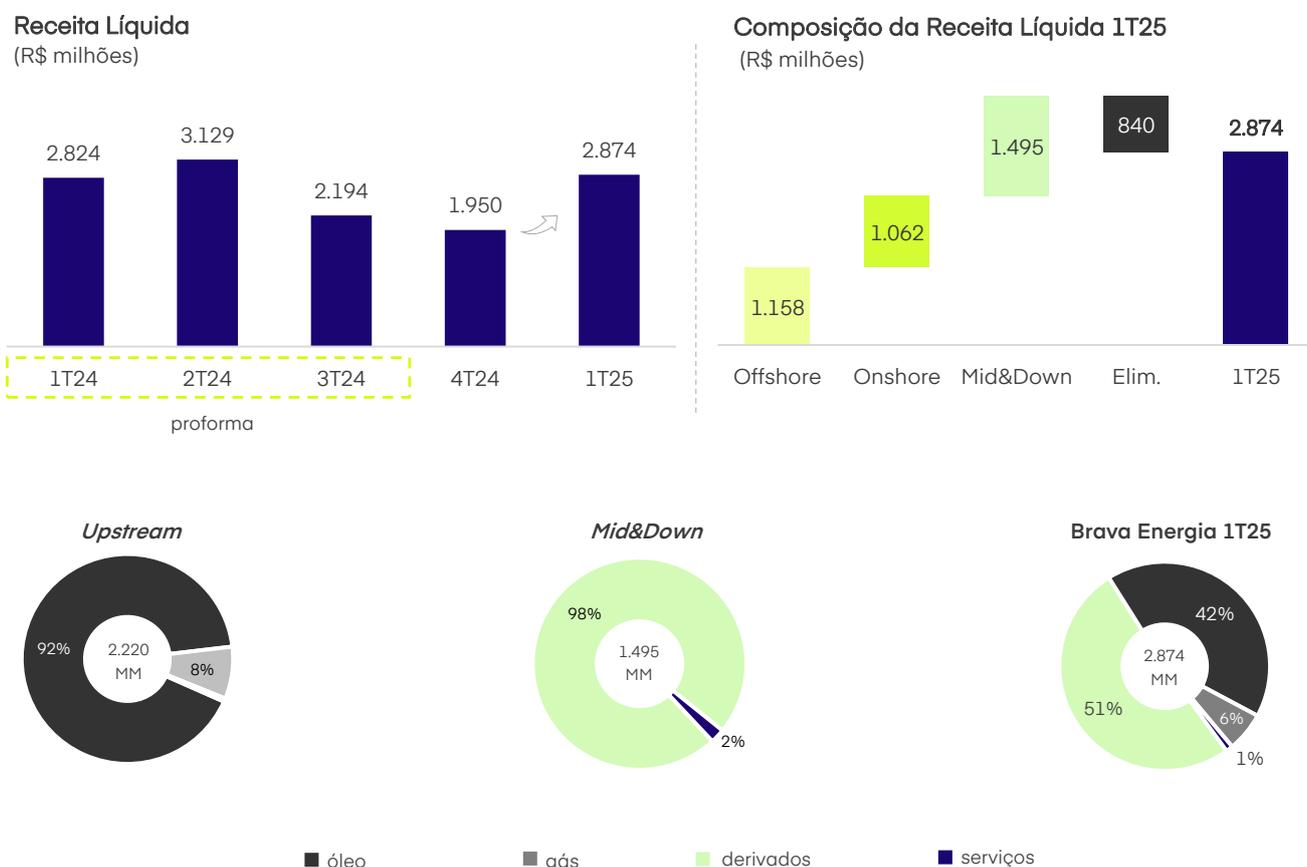
Os segmentos *upstream* e *mid & downstream* são apresentados de forma segregada, de modo a demonstrar o desempenho financeiro de cada segmento e sua contribuição para o resultado consolidado da Companhia.

<sup>6</sup> Considera participação de 62,5% em Papa-Terra, 80% em Atlanta, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação, 45% em Manati, 35% em Pescada, e 23% de Parque das Conchas, a partir do dia 31 de dezembro de 2024, inclusive.

O montante de eliminação registrado na receita líquida do *upstream* pode diferir do montante de eliminação aferido no custo dos produtos vendidos (CPV) do *mid & downstream*, justificado, entre outros fatores, pelo efeito do estoque, considerando que parte dos insumos do segmento *mid & downstream*, comprados ou transferidos do segmento *upstream*, pode ser utilizado em período de competência diferente.

## Receita Líquida

A Companhia registrou receita líquida<sup>7</sup> de R\$ 2.874,3 milhões (US\$ 491,2 milhões) no 1T25, incremento de 1,8% A/A e 47,4% T/T. O resultado é composto por: (i) R\$ 2.219,6 milhões registrados no segmento *upstream*, sendo 48% referente ao *onshore* e 52% referente ao *offshore*, que contemplam, majoritariamente, a venda de petróleo, gás natural e líquidos do processamento do gás natural, (ii) R\$ 1.495,1 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, o qual abrange a venda de produtos derivados, prestação de serviço de processamento de gás, estocagem e utilização do terminal aquaviário, e (iii) R\$ 840,3 milhões em eliminações, referentes a transações *intercompany*, venda de óleo e gás natural e prestação de serviços entre empresas da Brava.



O segmento *upstream* registrou receita líquida de R\$ 2.219,6 milhões no 1T25, aumento de 74,2% T/T, sendo: (i) R\$ 2.028,7 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 179,8 milhões referentes à venda de gás natural, (iii) R\$ 8,5 milhões referentes à venda de derivados e líquidos do processamento de gás, e (iv) R\$ 2,5 milhão referente à prestação de serviços.

<sup>7</sup> (i) Até o 3T24, a receita financeira considera a base proforma consolidando os resultados da 3R e Enauta. (ii) considera participação de 62,5% em Papa-Terra, 35% em Pescada, 45% em Manati e 80% em Atlanta, nesta última, a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente a Companhia detinha 100% de participação, e 23% de Parque das Conchas, a partir do dia 31 de dezembro de 2024, inclusive.

A performance financeira do segmento *upstream* é impulsionada pela retomada da produção dos ativos *offshore*, principalmente em Atlanta e Papa-Terra, e maior participação de Parque das Conchas (BC-10), considerando a aquisição deste ativo no final de dezembro de 2024.

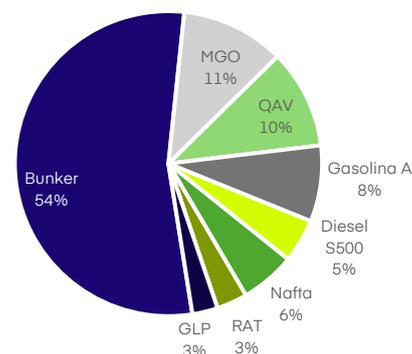
O segmento *mid & downstream* registrou receita líquida de R\$ 1.495,1 milhões no 1T25 redução de -3,0% T/T e +7,4% A/A, sendo: (i) R\$ 1.462,2 milhões referentes à venda de produtos derivados, e (ii) R\$ 32,9 milhões referentes à prestação de serviços. A performance no trimestre é explicada principalmente pelo menor volume de produtos derivados comercializados, -7,4% T/T, reflexo da menor taxa de utilização da refinaria atingindo FUT (Fator de Utilização) de 83% (- 5 p.p. T/T).

Importante mencionar que, além de produzir petróleo na Bacia Potiguar, a Companhia também adquire petróleo de terceiros na região, com todo o volume sendo transportado ao Ativo Industrial de Guamaré (AIG) por oleodutos detidos pela Brava e/ou carretas. Essa produção é utilizada no abastecimento da refinaria ou na venda direta de petróleo cru a partir do Terminal, que exerce papel estratégico na estrutura integrada do Rio Grande do Norte. Além de sua rede de dutos e estrutura para transporte rodoviário, o Terminal viabiliza a comercialização independente de produtos próprios e de terceiros, bem como a entrada de derivados e insumos no segmento *mid & downstream*. Com essa infraestrutura, que inclui a Refinaria Clara Camarão, o Terminal Aquaviário de Guamaré, as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e o parque de tanques de armazenamento, a Companhia é capaz de atender de forma autônoma o mercado regional, outras regiões do país (via cabotagem) e o mercado internacional (via exportação).

A receita líquida de **produtos derivados** do segmento *mid & downstream* no 1T25, de R\$ 1.462,2 milhões, é distribuída conforme demonstrado no gráfico ao lado, e contempla a produção da Companhia e o volume adquirido de terceiros para *blend* e/ou revenda.

De forma consolidada, já considerando os efeitos de eliminações *intercompany*, no primeiro trimestre de 2025 a receita líquida de R\$ 2.874,3 milhões é composta pelas seguintes contribuições por produto: (i) R\$ 1.469,0 milhões relacionados à venda de derivados, (ii) R\$ 1.199,7 milhões referentes à venda de óleo, (iii) R\$ 175,2 milhões oriundos da venda de gás, e (iv) R\$ 30,3 milhões através da prestação de serviços.

Receita Líquida de Derivados  
1T25 (%)



## Custos e Despesas (Opex)

O custo dos produtos vendidos (CPV) somou R\$ 1.943,9 milhões (US\$ 332,2 milhões) no 1T25, +5,6% A/A e +28,4% T/T. O aumento T/T está diretamente relacionado ao maior volume de produção no trimestre, impulsionado pelo segmento *offshore*, que resultou em maior valor absoluto de custos de extração, *royalties* e superficiários (aluguel de área) do segmento *upstream*. Já no segmento *mid & downstream*, o maior custo com processamento e transporte de gás foi parcialmente compensado por menor custo operacional, diretamente relacionado ao menor volume de produtos derivados comercializado.

Por segmento, o *upstream* registrou R\$ 1.316,5 milhões, +3,1% A/A e +59,4% T/T, o *mid & downstream* apresentou R\$ 1.421,5 milhões, +6,3% A/A e -7,7% T/T. As eliminações intragrupo somaram R\$ 794,1 milhões, +2,6% A/A e -6,8% T/T.

A Companhia destaca que o montante de eliminação registrado no custo dos produtos vendidos difere do montante de eliminação aferido na receita líquida, principalmente pelo efeito do estoque, considerando que parte dos produtos vendidos se refere a estoque de período anterior e parte dos

insumos adquiridos pelo segmento *mid & downstream* (comprados ou transferidos do segmento *upstream*) não foram integralmente vendidos no 1T25.

**As despesas gerais e administrativas (G&A) somaram R\$ 187,1 milhões (US\$ 32,0 milhões) no 1T25, +2,1% A/A e +28,4% T/T, considerando os gastos exploratórios (nota explicativa 31 nas Demonstrações Financeiras da Companhia) ocorridos no período de R\$ 23,2 milhões, representando 12,4% do valor total do G&A neste período. O resultado no trimestre é justificado por maiores despesas com pessoal relacionadas ao acordo trabalhistas, e serviços prestados por terceiros com consultorias.**

Do montante total de G&A, considerando gastos exploratórios, o *upstream* apresentou R\$ 155,3 milhões, o *mid & downstream* registrou R\$ 15,7 milhões e R\$ 16,1 milhões são referentes à estrutura corporativa da Companhia.

Cabe destacar que a Companhia aprimorou o procedimento de alocação de despesas entre unidades de negócio (*cost sharing agreement*), o que justifica o aumento na alocação de despesas no segmento *upstream* e redução proporcional no segmento corporativo.

**Outras receitas e despesas operacionais apresentaram resultado líquido negativo de R\$ 77,4 milhões (US\$ 13,2 milhões) no 1T25, -35,9% T/T, o resultado no trimestre é explicado majoritariamente pelos custos de abandono atrelados ao descomissionamento do FPSO Petrojarl.**

## Lucro Bruto e Operacional

Em consequência da dinâmica acima apresentada, **a Companhia encerrou o 1T25 com lucro bruto de R\$ 930,5 milhões (US\$ 159,0 milhões), -5,4% A/A e +2,1x (113,5%) T/T**, dos quais: (i) R\$ 903,1 milhões de contribuição do segmento *upstream*, e (ii) R\$ 73,6 milhões oriundos do segmento *mid & downstream*, descontados de (iii) R\$ 46,2 milhões em eliminações *intercompany*.

**O lucro operacional registrou R\$ 666,0 milhões (US\$ 113,8 milhões) no 1T25, -16,3% A/A e +3,9x (293,3%) T/T**, sendo: (i) R\$ 673,2 milhões referentes ao segmento *upstream*, (ii) R\$ 58,0 milhões de contribuição do segmento *mid & downstream*, reduzidos de (iii) R\$ 19,0 milhões referentes ao segmento corporativo, e (iv) R\$ 46,2 milhões em eliminações *intercompany*.

## Resultado Financeiro

**O resultado financeiro líquido do 1T25 foi positivo em R\$ 588,8 milhões (US\$ 102,5 milhões<sup>8</sup>), comparado a um resultado negativo de R\$ 1.785,1 milhões no 4T24.** A performance do 1T25 é explicada principalmente (i) pelo impacto da desvalorização de -7,3% T/T do dólar americano de fechamento do 1T25 em relação ao encerramento do 4T24, com ganho contábil de R\$ 624,6 milhões na marcação a mercado de instrumentos financeiros dolarizados (variação cambial líquida), (ii) resultado líquido positivo referente aos contratos de *hedge* em R\$ 315,1 milhões, considerando o resultado de *swap*, (iii) aplicações financeiras de R\$ 114,8 milhões, (iv) juros incorridos no período referente aos crédito a receber da Yinson de R\$ 35,5 milhões, parcialmente compensados pelo (v) resultado de juros acumulados no período de empréstimos e debêntures de R\$ 390,4 milhões, e (vi) ajuste a valor presente de parcelas das obrigações do portfólio (*earn-out*) de R\$ 131,1 milhões.

**O resultado financeiro líquido com efeito caixa foi negativo em R\$ 604,0 milhões (US\$ 105,2 milhões) no 1T25**, explicado pelos seguintes fatores: (i) pagamento de R\$ 550,5 milhões em juros de empréstimos e debêntures, (ii) resultado negativo de R\$ 134,1 milhões com a desvalorização do fundo cambial, decorrente da queda de 7,3% T/T no dólar do final do período, (iii) resultado líquido negativo de R\$ 87,1 milhões nas operações de *hedge*, (composto pelo resultado negativo de R\$ 106,1 milhões em *hedge*

<sup>8</sup> Considerado o dólar de encerramento do trimestre de 5,74.

cambial, e ganhos de R\$ 15,4 milhões em *hedge* de dívida e R\$ 3,5 milhões em *hedge* de petróleo), parcialmente compensado pelo (c) resultado líquido positivo de R\$ 114,8 milhões proveniente das aplicações financeiras.

Durante o primeiro trimestre de 2025, além do pagamento de US\$ 95,9 milhões (equivalente a R\$ 550,5 milhões) de juros, a Companhia realizou o pré-pagamento de aproximadamente US\$ 88,6 milhões (equivalente a R\$ 508,7 milhões) de principal, (que tinham *duration* de 1,7 ano). No mesmo período, a Brava emitiu novas dívidas no valor de US\$ 64 milhões (equivalente a R\$ 379 milhões) com *duration* média de 2 anos e juros de 6,5% a.a. em dólares americanos: (i) US\$ 30 milhões (equivalente a R\$ 179 milhões) com o Bank of China, e (ii) US\$ 34 milhões (equivalente a R\$ 200 milhões) com o HSBC, conforme detalhado em nota explicativa 16 das Demonstrações Financeiras 1T25.

No que se refere à estratégia de *hedge* de *commodity*, a Companhia encerrou o primeiro trimestre com instrumentos derivativos contratados para proteção do preço do petróleo, equivalentes a 6.642 mil barris de petróleo em um horizonte de 15 meses, dos quais: (i) NDF, cobertura para 2.528 mil barris a um preço médio de US\$ 72,2 por barril, por um período de 9 meses, e (ii) *Collar*, estrutura de *zero cost collar*, compra de opção PUT e venda de opção Call, para 4.114 mil barris, com piso médio de US\$ 61,0 e teto médio de US\$ 86,9 por barril, até o segundo trimestre de 2026. A Companhia avalia de forma recorrente as condições de mercado e aplica a estratégia de *hedge* de petróleo com o objetivo de minimizar efeitos negativos de oscilação da *commodity*, protegendo sua produção futura e adicionando previsibilidade ao fluxo de caixa.

A tabela abaixo detalha os instrumentos derivativos contratados para *hedge* de petróleo, no encerramento do 1T25.

Hedge	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio	Vencimento	Hedge	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio		Vencimento
						Put	Call	
<b>NDF</b>				<b>Collar</b>				
	2.175	\$ 71,9	2T25		1.187	\$ 60,5	\$ 86,7	2T25
	187	\$ 73,6	3T25		862	\$ 65,0	\$ 87,1	3T25
	166	\$ 72,2	4T25		825	\$ 57,5	\$ 88,2	4T25
	-	-	-		815	\$ 61,2	\$ 85,1	1T26
	-	-	-		425	\$ 60,9	\$ 87,7	2T26
<b>Total</b>	<b>2.528</b>	<b>\$ 72,2</b>	<b>-</b>	<b>Total</b>	<b>4.114</b>	<b>\$ 61,0</b>	<b>\$ 86,9</b>	<b>-</b>

## Imposto de Renda e Contribuição Social

O Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL) somaram R\$ 425,6 milhões no 1T25, comparado a despesa de R\$ 66,4 milhões no mesmo período do ano anterior, e crédito de R\$ 587,7 milhões no 4T24. Este resultado do atual trimestre é justificado pelo aumento do lucro antes de IR e CSLL, sendo que no trimestre anterior foi impactado pelo resultado financeiro negativo, em razão do impacto negativo de marcação a mercado sobre os instrumentos financeiros dolarizados, incluindo as operações de *hedge*.

Do total de R\$ 425,6 milhões no período, R\$ 31,6 milhões são efeito caixa e R\$ 394,0 milhões são efeitos contábeis (sem impacto no caixa), referente à provisão de IR e CSLL corrente e diferido.

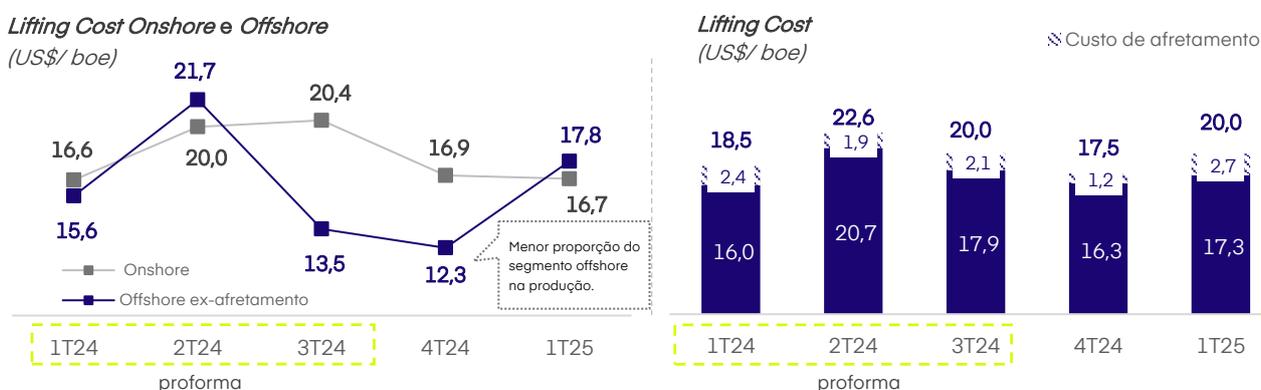
## Lucro Líquido

A Companhia encerrou o primeiro trimestre com lucro líquido consolidado de R\$ 829,2 milhões (US\$ 141,7 milhões), comparado ao prejuízo líquido proforma de R\$ 20,7 milhões no mesmo período do ano anterior (1T24), e revertendo prejuízo líquido de R\$ 1.028,1 milhões no 4T24.

## Lifting Cost

A Companhia registrou custo de extração (*lifting cost*) médio ponderado de US\$ 17,3/boe no 1T25, +7,8% A/A e +6,1% T/T. No *onshore*, o *lifting cost* caiu pelo segundo trimestre consecutivo ficando em US\$ 16,7/boe, -1,3% T/T, enquanto no *offshore* o indicador alcançou US\$ 17,8/boe. Para efeito de análise, ao considerar o custo de afretamento, o *lifting cost* consolidado da Brava e o *offshore* ficariam em US\$ 20,0/boe e US\$ 23,0/boe no 1T25, respectivamente.

O aumento de *lifting cost* T/T consolidado é justificado pela maior participação do segmento *offshore* na produção total da Companhia, saindo de 13% no 4T24 para 59% no 1T25, com a retomada de operação dos principais ativos do segmento *offshore* (Papa-Terra e Atlanta). Ambos os ativos passaram o 1T25 em processo de estabilização e *ramp-up* de produção, sendo o resultado do trimestre uma visão parcial do potencial máximo de produção do segmento *offshore*. Para efeito de análise, em abril, a produção média em Papa-Terra alcançou 11,4 kboe/d (participação Brava), enquanto Atlanta alcançou 27,2 kboe/d (participação Brava), um aumento de 35% e 45% em relação à média do 1T25, respectivamente.



O Complexo Potiguar encerrou o 1T25 com *lifting cost* de US\$ 17,4/boe no 1T25, em patamar semelhante ao trimestre anterior, reforçando o controle de custos atrelados a operações e manutenções (O&M) e nível estável de produção no trimestre.

O Complexo do Recôncavo registrou *lifting cost* de US\$ 14,5/boe no 1T25, -6,1% T/T, atingindo, de forma sequencial, os menores níveis históricos da Companhia. O desempenho dos ativos localizados no Estado da Bahia é explicado, principalmente, por otimização de contratos e redução de custos operação e de manutenção.

Destaque para Atlanta no segmento *offshore*, que no primeiro trimestre de operação do novo FPSO registrou *lifting cost* de US\$ 10,4/boe (ou de US\$ 19,1/boe se incluir o custo de afretamento). Esse é um forte resultado para uma operação que contou no 1T25 com a produção de dois dos seis poços planejados para Atlanta. Com a conexão dos poços remanescentes e o gradual aumento de produção já observado em abril, a perspectiva é de relevante diluição dos custos fixos nos próximos trimestres, contribuindo para a redução do *lifting cost* de Atlanta e do consolidado da Companhia.

Papa-Terra registrou *lifting cost* de US\$ 36,8/boe no 1T25, justificado por um trimestre de estabilização da produção após parada programada em 2024 e ainda com programas de recuperação de integridade ampliam momentaneamente os custos de manutenção do ativo. Vale destacar que a Companhia concluiu uma etapa de otimização do sistema de geração de energia em março, viabilizando uma maior eficiência operacional desde então, o que poderá permitir uma maior diluição de custos fixos ao longo dos próximos trimestres.

O Polo Peroá encerrou o 1T25 com *lifting cost* médio de US\$ 6,5/boe, -12,5% T/T. O resultado reflete a redução nos custos com energia e atividades de manutenção e integridade no ativo no período, mantendo um alto padrão de eficiência para essa operação.

Em Parque das Conchas, o *lifting cost* registrado foi de US\$ 16,0/boe (ou de US\$ 20,0/boe se incluir o custo de afretamento), marcando o primeiro trimestre com apuração de custos desde a incorporação do ativo ao portfólio da Companhia. A composição dos custos está majoritariamente relacionada ao afretamento, logística e atividades de manutenção e integridade nas instalações operacionais e reflete a matriz de custo do operador.

Não houve registro de *lifting cost* em Manati devido a parada de produção do ativo durante o período.

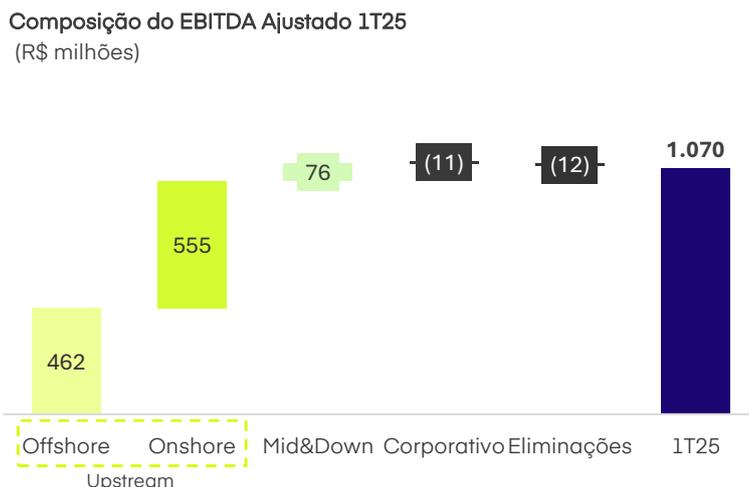
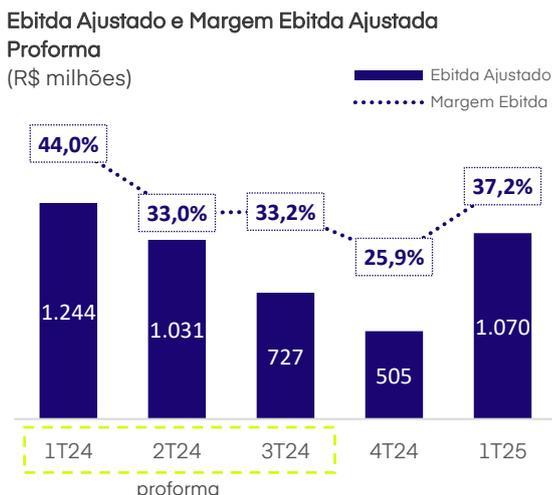
O *lifting cost* reportado contempla os custos relacionados à extração dos hidrocarbonetos do reservatório, registrados no CPV, incluindo logística, licenciamento e gastos ambientais, e excluindo depreciação e amortização, *royalties*, ocupação e retenção de área, processamento e transporte de gás e outros custos eventualmente incorridos, sem relação direta com a extração dos hidrocarbonetos.

## EBITDA Ajustado

O EBITDA Ajustado totalizou R\$ 1.070,0 milhões (US\$ 182,8 milhões) no 1T25, -14,0% A/A e +2,1x (111,8%) T/T. Esse resultado reflete: (i) a contribuição de R\$ 1.016,7 milhões registrados no segmento *upstream*, sendo R\$ 555,1 milhões no *onshore* e R\$ 461,5 milhões no *offshore*, (ii) o resultado positivo de R\$ 75,8 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, parcialmente compensado pelo (iii) resultado negativo de R\$ 10,5 milhões do segmento corporativo e (iv) ajuste negativo de R\$ 12,0 milhões em eliminações *intercompany*.

Os ajustes não-recorrentes no EBITDA durante o 1T25 totalizaram R\$ 58,0 milhões (US\$ 9,9 milhões), sendo: (i) reversão de R\$ 137,3 milhões referentes aos efeitos de IFRS-16 atrelado ao FPSO de Atlanta, parcialmente compensados pela (ii) reversão de R\$ 76,4 milhões despesa de abandono de ativos e (iii) reversão do *earn-out* do antigo controlador da Companhia de R\$ 2,9 milhões.

A margem EBITDA Ajustada consolidada registrou 37,2% no 1T25, +11,3 p.p. T/T. O desempenho do trimestre é justificado (i) pelo aumento da margem registrada no *offshore* para 39,9%, impactada pelo início das operações no FPSO Atlanta (Sistema Definitivo), retomada de produção em Papa-Terra e primeiro trimestre completo de Parque das Conchas no resultado, (ii) pelo desempenho estável nos ativos *onshore* localizados no Potiguar (com margem EBITDA de 54,9%) e na Bahia (com margem EBITDA de 42,6%), que apresentaram estabilidade no volume de produção e melhor eficiência operacional. Além disso, o resultado do segmento *mid & downstream* contribuiu com margem de 5,1% reflexo da melhor monetização de derivados no 1T25 e normalização dos resultados quando comparado ao impacto negativo no último trimestre (4T24) de penalidades contratuais relacionadas a *demurrage*.



Em uma análise por unidade de negócio, desconsiderando o segmento corporativo e as eliminações *intercompany*, o segmento *upstream* registrou margem EBITDA Ajustada de 45,8% no 1T25, +9,6 p.p. T/T, enquanto o segmento *mid & downstream* aferiu margem de 5,1%, +0,8 p.p. A/A e +4,6 p.p. T/T.

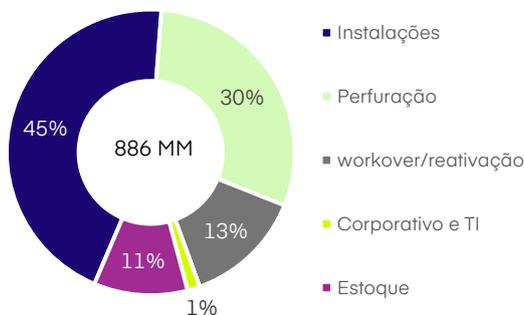
## Capex

A Brava registrou capex de R\$ 886,4 milhões (US\$ 151,5 milhões<sup>9</sup>) no 1T25, com redução de 31,7% T/T em reais. O segmento *offshore* registrou uma redução de 37,9% T/T, o *onshore* -24,0% e o *mid & Downstream* -47,4%. A redução no 1T25 está alinhada ao plano estratégico da Brava e reflete a gradativa redução da necessidade dos investimentos para os próximos períodos após a conclusão da fase mais intensa de implementação do projeto de Atlanta e estabilização dos aportes voltados à integridade de Papa-Terra.

No 1T25, a Companhia realizou ajustes na implementação de CAPEX, alinhando os investimentos nos campos *onshore* à capacidade de emissão de licenças dos órgãos ambientais estaduais, bem como otimizou a utilização de recursos, desmobilizando um número significativo de sondas contratadas. A Companhia encerrou o trimestre com 13 sondas em serviço e planeja atingir oito sondas até o 3Q25, com a postergação de alguns projetos de intervenções e perfuração em terra.

Ao analisar pela natureza dos investimentos, o valor de capex no 1T25 foi direcionado para: (i) R\$ 399,3 milhões em projetos de revitalização e ampliação da infraestrutura de produção, representando 45% do total registrado no período, dos quais R\$ 222,3 milhões destinados ao Sistema Definitivo de Atlanta, (ii) R\$ 261,2 milhões referentes às campanhas de perfuração, representando 29%, (iii) atividades de *workover* reativação de poços, R\$ 119,6 milhões, correspondentes a 13%, (iv) materiais de estoque, R\$ 93,7 milhões, com representatividade de 11%, e (v) R\$ 12,5 milhões em projetos corporativos, incluindo TI e telecom, o que corresponde a 1%.

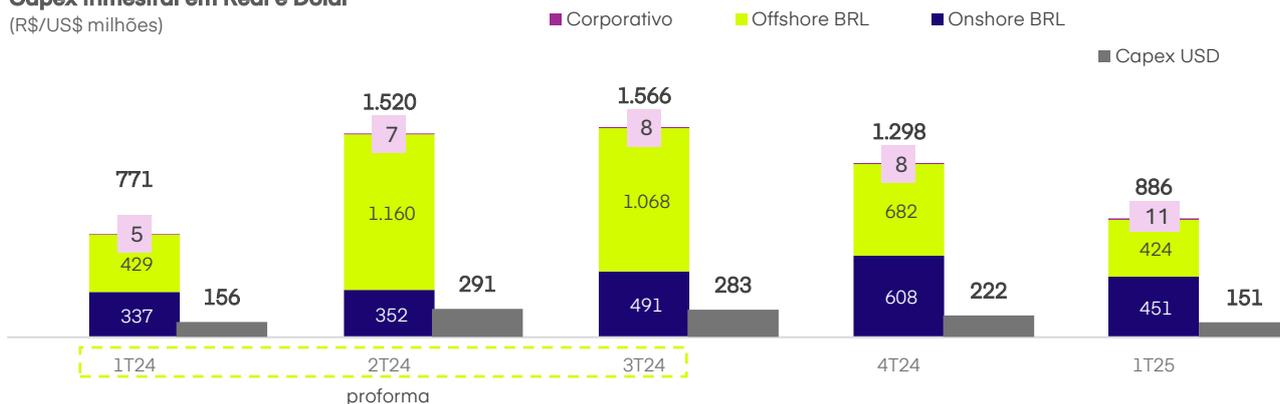
**Capex por atividade 1T25**



Em termos de unidade de negócio, R\$ 451,3 milhões do capex aplicados no 1T25 foram alocados no segmento *onshore* e R\$ 423,6 milhões no *offshore*. A parcela complementar de R\$ 11,5 milhões foi consumida no segmento corporativo.

<sup>9</sup> Considerado o dólar médio do período de 5,85.

**Capex trimestral em Real e Dólar**  
(R\$/US\$ milhões)



O resultado do capex com efeito caixa registrado no primeiro trimestre de 2025 foi de R\$ 869,5 milhões (US\$ 148,6 milhões). A diferença entre o efeito caixa e contábil, no montante de R\$ 16,9 milhões (US\$ 2,9 milhões), refere-se a pagamentos de período anteriores, provisões contabilizadas, que serão liquidadas nos próximos trimestres, e desembolso integral das parcelas dos parceiros, que serão reembolsados à Companhia.

## Fluxo de Caixa Direto

No 1T25, a geração de caixa operacional somou R\$ 973,8 milhões (US\$ 169,6 milhões<sup>10</sup>), incluindo o resultado líquido positivo de R\$ 3,5 milhões referentes aos contratos de *hedge* de petróleo. Ao considerar o aumento do saldo de contas a receber do parceiro em Papa-Terra (Nova Técnica Energy) de R\$ 22,9 milhões e os custos de abandono (ABEX) realizadas no período, no montante de R\$ 142,3 milhões (sendo R\$ 108,0 milhões referente à desmobilização do FPSO Petrojarl), a soma das atividades operacionais alcançou R\$808,6 milhões (US\$ 140,8 milhões). A performance registrada no trimestre é explicada pela maior geração de caixa nos ativos *offshore*, por maior volume de produtos vendidos, parcialmente compensado por maiores custos de estoque de óleo e derivados.

As atividades de investimento consumiram R\$ 1.293,8 milhões (US\$ 225,32 milhões) no 1T25. O resultado decorre do pagamento de R\$ 869,5 milhões referentes à aplicação de capex e do pagamento da parcela diferida referente à aquisição do Polo Potiguar, R\$ 424,3 milhões.

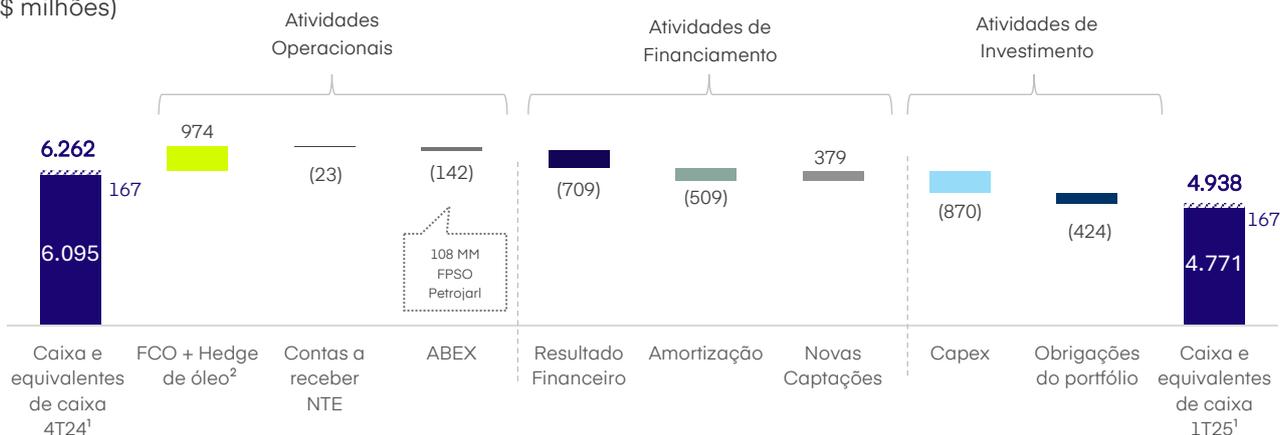
As atividades de financiamento consumiram R\$ 838,7 milhões (US\$ 146,1 milhões) no 1T25 e contemplam: (i) a amortização de empréstimos e debêntures no valor de R\$ 508,7 milhões, (ii) o pagamento de juros de R\$ 550,5 milhões, (iii) o resultado negativo de hedge de câmbio e *swap* de dívidas de R\$ 90,6 milhões, (iv) resultado negativo de aplicações financeiras de R\$ 67,9 milhões, parcialmente compensadas por (v) novas captações no montante total de R\$ 379,0 milhões.

Em decorrência dessa dinâmica, o caixa líquido, desconsiderando a aplicação financeira do *Total Return Swap (TRS)*, registrou um consumo de R\$ 1.324,0 milhões (US\$ 230,6 milhões) no trimestre, sendo R\$ 544,0 milhões (US\$ 96,5 milhões) referente ao resultado líquido de (i) amortização de empréstimos e debêntures, (ii) novas captações de dívidas e (iii) pagamento de parcela diferida referente à aquisição de ativo.

<sup>10</sup> Considera o câmbio de fechamento do trimestre de 5,74

**Fluxo de Caixa**

(R\$ milhões)



⚡ Ações em tesouraria

<sup>1</sup> O montante de caixa e equivalentes de caixa considera os saldos de aplicações financeiras, caixa restrito e desconsidera a aplicação financeira do TRS da 3R Lux de R\$ 2.916,5 milhões.

<sup>2</sup> Geração de Caixa Operacional (GCO) considera o Hedge de *commodity* (R\$ 3,5 milhões).

**Estrutura de Capital**

A Companhia encerrou o 1T25 com caixa e equivalentes de caixa de R\$ 4.770,6 milhões, -21,7% T/T, ou US\$ 830,8 milhões. Este valor inclui saldo de aplicações financeiras e caixa restrito, e desconsidera a aplicação financeira referente ao *Total Return Swap (TRS)* de R\$ 2.916,5 milhões (US\$ 507,9 milhões).

O resultado no caixa é explicado, principalmente por: (i) a amortização das dívidas no valor de R\$ 508,7 milhões (US\$ 88,6 milhões), (ii) o pagamento de juros de R\$ 550,5 milhões (US\$ 95,9 milhões), (iii) o pagamento de R\$ 424,3 milhões (US\$ 73,9 milhões) referente à parcela de obrigações ao portfólio (*earn-outs*) do Polo Potiguar, (iv) a investimentos (capex) de R\$ 869,5 milhões (US\$ 151,4 milhões), parcialmente compensados por (v) uma geração de caixa operacional no valor de R\$ 973,8 milhões (US\$ 169,6 milhões). Ao considerar o aumento do saldo de contas a receber do parceiro em Papa-Terra e os custos de abandono (ABEX) realizadas no período, a soma das atividades operacionais alcançou R\$808,6 milhões (US\$ 140,8 milhões).

A dívida bruta, desconsiderando a Debênture Cambial do Santander de R\$ 2.931,7 (US\$ 510,6) milhões, encerrou o 1T25 em R\$ 14.770,9 milhões, -6,1% T/T, ou US\$ 2.572,3 milhões, +1,2% T/T. O resultado é explicado, além dos efeitos explicados acima, pelos efeitos de variação cambial sobre a parcela dolarizada de instrumentos de dívida e atualização monetária de debêntures e juros incorridos.

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 1T25 com dívida líquida de R\$ 10.000,3 milhões, +3,7% T/T, ou US\$ 1.741,5 milhões, +11,9% T/T.

Adicionalmente à dívida financeira indicada acima, a Companhia possui compromissos (*earn-outs*) relacionados à aquisição de ativos do portfólio, incluindo parcelas diferidas e contingentes, conforme tabela abaixo. Em relação aos compromissos contingentes, estes estão vinculados ao valor médio do *Brent*, performance operacional e/ou declaração de comercialidade de ativo.

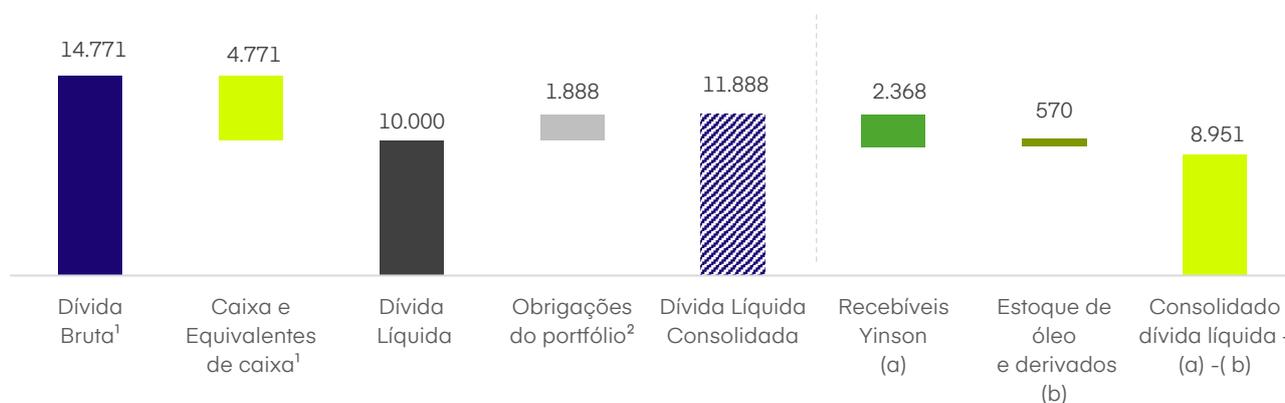
No encerramento do 1T25, os compromissos a pagar por aquisições somavam R\$ 1.888,0 milhões, -22,1% T/T, ou US\$ 328,8 milhões, -16,0% T/T. Esta variação é justificada pelo pagamento de R\$ 424,3 milhões (US\$ 73,9 milhões) referente a uma parcela do Polo Potiguar e pela atualização monetária dos saldos, impactada pela desvalorização de 7,3% (T/T *EOPI*) do dólar no final do trimestre em comparação ao final do trimestre anterior.

Ativos	2T25	3T25	4T25	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Em milhões de reais									
Peroá (WI 100%)	-	91	-	163	-	-	-	-	254
Papa Terra (WI 62,5%)	101	-	-	123	45	20	132	70	490
Potiguar	-	-	-	424	391	-	-	-	815
Parque das Conchas (WI 23%)	-	-	174	155	-	-	-	-	329
<b>Total de Pagamentos</b>	<b>101</b>	<b>91</b>	<b>174</b>	<b>864</b>	<b>436</b>	<b>20</b>	<b>132</b>	<b>70</b>	<b>1.888</b>
Contingente	101	91	-	285	45	20	132	70	744
Diferido	-	-	174	578	391	-	-	-	1.144

Por consequência, a Companhia encerrou o trimestre com dívida líquida consolidada de R\$ 11.888,3 milhões -1,5%, ou US\$ 2.070,3 milhões +6,3% T/T.

**Endividamento**

(R\$ milhões)



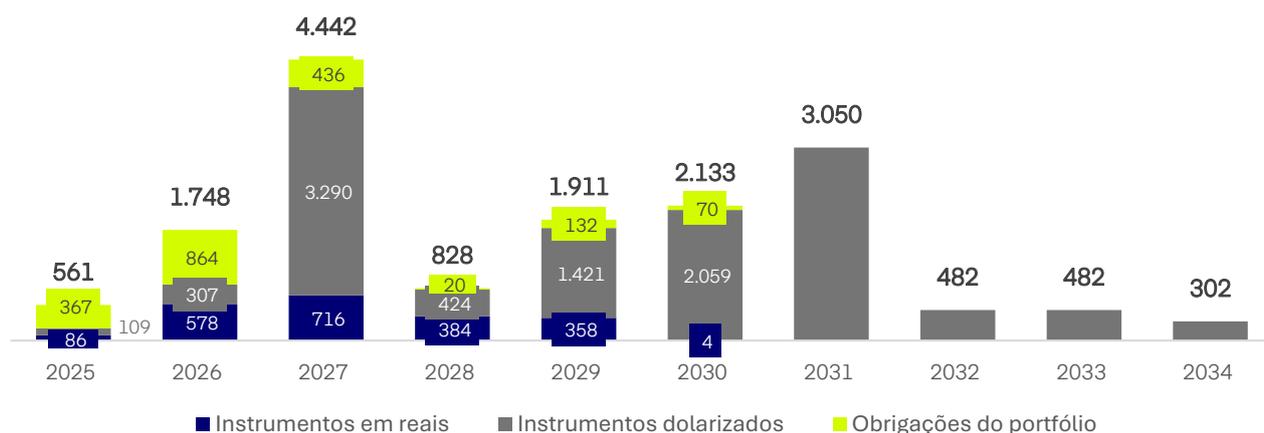
<sup>1</sup>A dívida bruta desconsidera o saldo devedor da debênture cambial emitida pela 3R Potiguar\Enauta Energia, adquirida integralmente pelo Santander, de R\$ 2.931,7 milhões, e no Caixa e Equivalentes de caixa desconsidera a aplicação financeira do TRS (R\$ 2.916,5 milhões ou US\$ 507,9 milhões).

<sup>2</sup> Valor dos compromissos referentes à aquisição de ativos atualizado em 31 de março de 2025.

O gráfico abaixo apresenta, na visão combinada após incorporações, o perfil de amortização das dívidas e compromissos a pagar por aquisições, no encerramento do primeiro trimestre de 2025 da Brava Energia.

**Perfil de Amortização<sup>11</sup>**

(R\$ milhões)



Vale destacar que a Companhia obteve aprovação de anuência prévia (*waiver*) em Assembleias Gerais de Debenturistas (“AGDs”) no dia 11 de março, referente à 4ª Emissão da 3R Potiguar, e no dia 14 de março, referente às 3ª e 4ª Emissões da Brava (atual denominação da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.) e da 3ª e 4ª Emissões da Enauta Participações S.A. (sucedida pela Brava), para (i) alteração temporária do limite máximo do índice financeiro Dívida Financeira Líquida/EBITDA (até 3T25, inclusive), e para (ii) adoção do dólar norte-americano (US\$) como moeda para o cálculo do referido índice, conforme prazos estabelecidos nos respectivos editais de convocação, mediante contrapartidas e condições estabelecidas nas deliberações das respectivas AGDs.

Neste contexto, a alavancagem da Companhia no fim do 1T25 ficou em 3,37x, calculado em dólares norte-americanos (US\$) e dentro do limite máximo de 4,0x aprovado em AGDs por credores para esse trimestre, obedecendo a seguinte metodologia: com base na Demonstração Financeira ou ITR da Companhia em reais (R\$), as rubricas que compõem: (i) o Balanço Patrimonial são convertidas para dólares, com a taxa de câmbio de fechamento na data do respectivo balanço, e (ii) a Demonstração de Resultados, são convertidas para dólares, com base nas taxas de câmbio vigentes nas datas de ocorrência das transações, equivalente à taxas médias históricas de cada um dos trimestres do período de apuração do EBITDA (conforme a metodologia dos itens 39 e 40 do “Pronunciamento Técnico CPC 02 (R2)”).

Vale destacar que este aumento momentâneo de alavancagem é decorrente das restrições operacionais de produção dos ativos *offshore* no 4Q24, justificadas pelo atraso na obtenção das anuências regulatórias para o início de operação do FPSO Atlanta e pela parada de manutenção das unidades de produção de Papa-Terra. Conforme descrito na seção de Desempenho Operacional, a produção de Papa-Terra e o início de operação do FPSO Atlanta ocorreu nos últimos dias de dezembro de 2024, ampliando de forma expressiva o potencial de produção da Companhia.

Por fim, importante também mencionar que a Companhia obteve em abril de 2025 reafirmação dos *ratings* pela S&P, em escala nacional de brAA-, com perspectiva positiva por expectativa de maior produção e redução da alavancagem nos próximos meses. Adicionalmente, o *rating* da Companhia pela Fitch é de AA- no rating nacional de longo prazo (com perspectiva estável).

<sup>11</sup> Considera o montante referente ao principal dos instrumentos de dívida e os compromissos de aquisição consolidados, excluindo a debênture cambial do Santander que é garantida pela aplicação financeira (TRS) da 3R Lux.

## Anexo I – Balanço Patrimonial

Em milhares de reais	1T25	1T24 proforma	Δ A/A	4T24	Δ T/T
<b>Ativo</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	2.694.545	1.909.683	41%	3.171.958	-15%
Aplicações financeiras	1.676.964	1.093.676	53%	2.478.729	-32%
Caixa Restrito	32.241	322.949	-90%	30.622	5%
Contas a receber de terceiros	265.319	714.684	-63%	337.409	-21%
Estoque	1.064.288	975.860	9%	940.407	13%
Créditos com parceiros	-	-	-	526.948	-
Adiantamentos	225.918	327.897	-31%	193.422	17%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	285.161	376.202	-24%	317.175	-10%
Outros impostos a recuperar	425.744	-	-	483.746	-12%
Derivativos	64.033	73.792	-13%	67.899	-6%
Contas a receber - Follow On	-	-	-	-	-
Despesas antecipadas	156.334	173.338	-10%	153.954	2%
Créditos a receber - Yinson	68.909	69.648	-1%	220.137	-69%
Outros ativos	96.762	104.492	-7%	113.860	-15%
Ativos classificados como mantidos para venda	173.676	-	-	169.223	3%
<b>Total do ativo circulante</b>	<b>7.229.894</b>	<b>6.142.221</b>	<b>18%</b>	<b>9.205.489</b>	<b>-21%</b>
Aplicações financeiras	2.871.100	2.498.100	15%	3.221.519	-11%
Caixa restrito	412.254	299.720	38%	414.189	0%
Estoques	91.607	-	-	76.075	20%
Créditos com parceiros	549.386	-	-	-	-
Depósitos judiciais	8.319	6.736	24%	8.300	0%
Outros impostos a recuperar	132.931	190.369	-30%	125.886	6%
Despesas antecipadas	6.237	-	-	10.714	-42%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	674.724	639.866	5%	1.054.977	-36%
Créditos a receber - Yinson	2.298.778	1.779.318	29%	2.268.396	1%
Derivativos	-	36.037	-100%	35.607	-100%
Adiantamentos para cessão de blocos	1.600	1.600	0%	1.600	0%
Adiantamentos para aquisição de projetos	-	87.748	-	-	-
Imobilizado	15.990.914	9.109.754	76%	14.837.652	8%
Intangível	8.551.281	7.722.087	11%	8.695.830	-2%
Direito de uso	4.344.436	502.745	764%	4.488.216	-3%
Outros ativos	17.597	10.226	72%	19.297	-9%
<b>Total do ativo não circulante</b>	<b>35.951.164</b>	<b>22.884.306</b>	<b>57%</b>	<b>35.258.258</b>	<b>2%</b>
<b>Total do ativo</b>	<b>43.181.058</b>	<b>29.026.527</b>	<b>49%</b>	<b>44.463.747</b>	<b>-3%</b>
<b>Passivo</b>					
Fornecedores	2.398.290	1.574.447	52%	2.402.869	0%
Empréstimos e financiamentos	332.745	365.730	-9%	668.577	-50%
Arrendamentos	258.125	228.563	13%	365.556	-29%
Obrigações trabalhistas	98.881	127.886	-23%	188.125	-47%
Valores a pagar por aquisições	1.054.677	840.404	25%	940.444	12%
Pagamento baseado em ações	5.625	992	467%	-	-
Contas a pagar - partes relacionadas	-	6.164	-100%	-	-
Adiantamento de clientes	189.493	-	-	-	-
Dividendos a pagar	14	92.565	-100%	14	0%
Imposto de renda e contribuição social a recolher	69.270	73.543	-6%	120.444	-42%
Outros impostos a recolher	87.707	242.225	-64%	113.739	-23%
Provisão para pagamento de Royalties	69.423	34.906	99%	35.161	97%
Debêntures	249.445	178.338	40%	272.863	-9%
Debêntures - Partes relacionadas	10.918	21.990	-50%	21.534	-49%
Derivativos	49.151	60.769	-19%	22.627	117%
Outras obrigações	255.123	152.898	67%	258.123	-1%
Ativos classificados como mantidos para venda	32.625	-	-	28.172	16%
<b>Total do passivo circulante</b>	<b>5.161.512</b>	<b>4.001.419</b>	<b>29%</b>	<b>5.438.248</b>	<b>-5%</b>
Fornecedores	647.453	-	-	749.331	-14%
Empréstimos e financiamentos	3.477.819	2.907.206	20%	3.609.989	-4%
Derivativos	-	87.684	-100%	23.638	-100%
Arrendamentos	3.861.370	65.362	5808%	4.150.336	-7%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	640.860	146.273	338%	652.212	-2%
Provisão para contingências	4.045	3.351	21%	3.559	14%
Valores a pagar por aquisições	833.380	1.112.676	-25%	1.483.356	-44%
Obrigações com consórcio	-	57.922	-100%	-	-
Provisão para abandono	3.652.764	2.121.326	72%	3.324.911	10%
Debêntures	13.631.702	8.928.267	53%	14.392.631	-5%
Debêntures - Partes relacionadas	-	10.718	-	-	-
Outros impostos a recolher PNC	6.108	-	-	6.108	-
Outras obrigações	112.879	72.884	55%	105.757	7%
<b>Total do passivo não circulante</b>	<b>26.868.380</b>	<b>15.513.669</b>	<b>73%</b>	<b>28.501.828</b>	<b>-6%</b>
Capital social	11.971.588	7.140.179	68%	11.971.561	0%
Reserva de capital	(1.192.886)	74.192	-1708%	(1.193.090)	0%
Reserva de lucros	-	2.117.656	-100%	19.487	-100%
Ajuste de avaliação patrimonial	155.798	92.326	69%	357.708	-56%
Outros resultados abrangentes	-	35.127	-100%	-	-
Prejuízo acumulado	216.666	(26.432)	-920%	(631.995)	-134%
<b>Total patrimônio líquido atribuível aos proprietários da empresa</b>	<b>11.151.166</b>	<b>9.433.048</b>	<b>18%</b>	<b>10.523.671</b>	<b>6%</b>
Participação de acionistas não controladores	-	78.390	-	-	-
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>11.151.166</b>	<b>9.511.438</b>	<b>17%</b>	<b>10.523.671</b>	<b>6%</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>43.181.058</b>	<b>29.026.526</b>	<b>49%</b>	<b>44.463.747</b>	<b>-3%</b>

## Anexo II – Demonstração de Resultados detalhada

Demonstração de Resultado	Complexo Potiguar	Complexo Recôncavo	Papa-Terra	Atlanta	Parque das Conchas	Peroó	Manati	Pescada	Onshore	Offshore	Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	1T25	1T24 Proforma	Δ A/A	4T24 Proforma	Δ T/T	
<i>Em milhões de reais</i>																			
Receita Líquida	832,9	229,1	247,6	562,0	245,4	99,1	-	3,5	1.062,0	1.157,6	1.495,1	-	(840,3)	2.874,3	2.823,6	1,8%	1.949,8	47,4%	
Custo do Produto Vendido	(432,4)	(183,3)	(242,6)	(229,4)	(110,3)	(77,4)	(25,2)	(15,9)	(615,6)	(700,9)	(1.421,5)	-	794,1	(1.943,9)	(1.840,4)	5,6%	(1.514,0)	28,4%	
Royalties	(73,3)	(18,0)	(34,1)	(38,7)	(20,6)	0,2	-	(0,9)	(91,4)	(94,1)	-	-	-	(185,4)	(151,4)	22,5%	(86,3)	2,1x	
<b>Lucro Bruto</b>	<b>400,5</b>	<b>45,8</b>	<b>5,0</b>	<b>332,6</b>	<b>135,1</b>	<b>21,8</b>	<b>(25,2)</b>	<b>(12,4)</b>	<b>446,3</b>	<b>456,8</b>	<b>73,6</b>	<b>-</b>	<b>(46,2)</b>	<b>930,5</b>	<b>983,1</b>	<b>-5,4%</b>	<b>435,8</b>	<b>2,1x</b>	
Despesas G&A	(56,0)	(18,7)	(17,0)	(34,6)	(1,1)	(4,2)	(0,0)	(0,5)	(74,7)	(57,5)	(15,7)	(16,1)	-	(163,9)	(178,8)	-8,3%	(134,4)	21,9%	
Gastos Exploratórios	-	-	-	(23,2)	-	-	-	-	-	(23,2)	-	-	-	(23,2)	(4,4)	5,3x	(11,3)	2,0x	
Outras receitas e despesas operacionais	(1,5)	0,5	(5,8)	(66,2)	-	(0,0)	-	(1,5)	(1,0)	(73,5)	0,1	(2,9)	-	(77,4)	(4,6)	16,6x	(120,7)	-35,9%	
<b>Lucro Operacional</b>	<b>343,0</b>	<b>27,6</b>	<b>(17,8)</b>	<b>208,7</b>	<b>133,9</b>	<b>17,5</b>	<b>(25,3)</b>	<b>(14,4)</b>	<b>370,6</b>	<b>302,7</b>	<b>58,0</b>	<b>(19,0)</b>	<b>(46,2)</b>	<b>666,0</b>	<b>795,3</b>	<b>-16,2%</b>	<b>169,3</b>	<b>3,9x</b>	
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	588,8	(749,6)	-	(1.785,1)	-	
<b>Resultado antes de impostos</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.254,8</b>	<b>45,7</b>	<b>27,5x</b>	<b>(1.615,8)</b>	<b>-</b>	
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(425,6)	(66,4)	6,4x	587,7	-	
<b>Lucro Líquido</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>829,2</b>	<b>(20,7)</b>	<b>-</b>	<b>(1.028,1)</b>	<b>-</b>	
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(425,6)	(66,4)	6,4x	587,7	-	
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	588,8	(749,6)	-	(1.785,1)	-	
Depreciação e Amortização	(108,8)	(67,8)	(139,3)	(34,0)	(18,2)	(19,1)	(7,5)	(0,7)	(176,6)	(218,8)	(17,7)	-	(34,2)	(447,4)	(538,4)	-16,9%	(214,2)	2,1x	
Depreciação e Amortização G&A	(5,8)	(2,2)	(0,5)	(0,4)	-	(0,1)	-	(0,0)	(8,0)	(1,1)	(0,02)	(5,6)	-	(14,7)	(10,3)	42,6%	(11,7)	25,7%	
<b>EBITDA</b>	<b>457,6</b>	<b>97,5</b>	<b>16,7</b>	<b>348,4</b>	<b>162,1</b>	<b>36,7</b>	<b>(17,7)</b>	<b>(13,6)</b>	<b>555,1</b>	<b>522,5</b>	<b>75,8</b>	<b>(13,4)</b>	<b>(12,0)</b>	<b>1.128,0</b>	<b>1.344,0</b>	<b>-16,1%</b>	<b>395,2</b>	<b>2,9x</b>	
<b>Margem EBITDA</b>	<b>54,9%</b>	<b>42,6%</b>	<b>6,7%</b>	<b>62,0%</b>	<b>62,0%</b>	<b>37,0%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>52,3%</b>	<b>45,1%</b>	<b>5,1%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>39,2%</b>	<b>47,6%</b>	<b>-8,4 p.p.</b>	<b>20,3%</b>	<b>19,0 p.p.</b>	
Ajustes não recorrentes	-	-	-	(53,7)	-	-	(8,7)	1,4	-	(61,0)	-	2,9	-	(58,0)	(100,2)	-42,1%	110,1	-	
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>457,6</b>	<b>97,5</b>	<b>16,7</b>	<b>294,6</b>	<b>162,1</b>	<b>36,7</b>	<b>(26,4)</b>	<b>(12,2)</b>	<b>555,1</b>	<b>461,5</b>	<b>75,8</b>	<b>(10,5)</b>	<b>(12,0)</b>	<b>1.070,0</b>	<b>1.243,8</b>	<b>-14,0%</b>	<b>505,2</b>	<b>2,1x</b>	
<b>Margem EBITDA Ajustado</b>	<b>54,9%</b>	<b>42,6%</b>	<b>6,7%</b>	<b>52,4%</b>	<b>62,0%</b>	<b>37,0%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>52,3%</b>	<b>39,9%</b>	<b>5,1%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>37,2%</b>	<b>44,1%</b>	<b>-6,8 p.p.</b>	<b>25,9%</b>	<b>11,3 p.p.</b>	

## Anexo III – Fluxo de Caixa

Demonstração de Fluxo de Caixa			
Em milhares de reais	1T25	4T24	Δ T/T
<b>Resultado do período</b>	<b>829.174</b>	<b>(1.028.149)</b>	<b>-</b>
Ajustes por:			
Resultado de aplicações financeiras	(114.811)	(232.929)	-51%
Juros de dívida	429.177	474.670	-10%
Ajuste a valor presente	131.108	24.874	5,3x
Derivativos não realizados	(315.124)	597.004	-
Variação cambial não realizada	(586.140)	830.251	-
Provisões para Contingências constituídas / (revertidas)	486	252	93%
Provisão no valor recuperável de ativos	-	28.705	-
Baixa de Imobilizado e intangível	-	1.308	-
Gastos incorridos com blocos e poços baixados	-	233	-
Baixa de passivo de arrendamento	(34.644)	45.893	-
Atualização monetária e swap taxa de juros - Debêntures	(187.162)	65.142	-
Depreciação do imobilizado	185.932	-	-
Amortização do intangível	154.214	-	-
Receita de juros de empréstimos - Yinson	(35.528)	(35.460)	0%
Amortização e depreciação	-	198.831	-
Depreciação de direito de uso	121.908	27.037	4,5x
Apropriação de seguro resultado financeiro	5.443	12.332	-56%
Despesas antecipadas apropriadas no período	69.187	143.225	-52%
Custos apropriados – debêntures e empréstimos	24.601	11.742	2,1x
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	425.623	(587.680)	-
Transação com pagamento baseado em ação	5.829	-	-
Atualização earn-out antigo controlador	2.943	(1.142)	-
Receita de juros com debêntures - partes relacionadas	-	4.906	-
Atualização da provisão para abandono	59.601	32.595	83%
Remensuração da provisão de abandono (Impairment)	1.442	(6.687)	-
	<b>1.173.259</b>	<b>606.953</b>	<b>93%</b>
Variação em ativos e passivos			
Contas a receber de terceiros	72.090	(46.072)	-
Imposto de renda, contribuição social e outros	82.970	(86.626)	-
Imposto de renda e outros impostos a recolher	(102.615)	-	-
Estoques	(161.328)	(35.638)	4,5x
Outros ativos	30.435	8.430	3,6x
Crédito com parceiros	(22.438)	(188.735)	-88%
Fornecedores	(213.586)	588.618	-
Valores a pagar ao operador	-	-	-
Depósitos judiciais	(19)	(267)	-93%
Despesas antecipadas	(72.533)	(122.093)	-41%
Obrigações trabalhistas e pagamento baseado em ações	(89.244)	(12.289)	7,3x
Royalties	34.262	(8.034)	-
Ativo e passivo mantidos para venda	-	-	-
Reembolsos (gastos) com abandono no período	(37.254)	(120.579)	-69%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	-	57.418	-
Derivativos de óleo	3.528	(2.283)	-
Adiantamentos	(32.496)	(111.407)	-71%
Outros passivos	-	186.649	-
Outras obrigações	175.139	-	-
Impostos pagos sobre o lucro	(31.597)	(60.052)	-47%
<b>Caixa líquido proveniente de (usado em) atividades operacionais</b>	<b>808.573</b>	<b>653.993</b>	<b>24%</b>

## Demonstração de Fluxo de Caixa

Em milhares de reais	1T25	4T24	Δ T/T
Aplicações financeiras	920.609	2.437.616	-62%
Alienação de participação BS-4	-	-	-
Aumento de capital social em controlada	-	-	-
Financiamentos concedidos - Yinson	(26.314)	(3.435)	7,7x
Depósito vinculado	-	-	-
Adiantamentos para cessão de blocos	-	-	-
Aquisição de imobilizado	(860.917)	(1.145.230)	-25%
Principal recebido - Debêntures partes relacionadas	-	-	-
Valores a pagar por aquisições	(424.281)	-	-
Aquisição de intangível	(8.630)	(296.969)	-97%
Debêntures emitidas - Partes relacionadas	-	-	-
Caixa restrito	316	20.746	-98%
Recebimento na alienação de ativo mantido para venda	-	-	-
<b>Caixa líquido proveniente (usado) nas atividades de investimento</b>	<b>(399.217)</b>	<b>1.012.728</b>	<b>-</b>
Custo de transação	-	(130)	-
Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	(537.966)	(285.750)	88%
Juros pagos sobre debêntures - parte relacionada MAHA	(788)	(5.143)	-85%
Recebimento de derivativos (câmbio e dívidas)	(90.636)	205.040	-0,4x
Pagamento de passivo de arrendamento	(117.691)	(77.340)	52%
Recebimento aporte de capital	-	-	-
Emissão de debêntures	-	-	-
Aumento de capital social	27	-	-
Aumento de reserva de capital	-	-	-
Amortização principal - Empréstimos e debêntures	(505.010)	(50.149)	10,1x
Amortização principal - debêntures partes relacionadas	(10.357)	(31.428)	-67%
Dividendos pagos	-	-	-
Empréstimos captados	379.004	-	-
Ações em tesouraria	-	-	-
Recebimento Oferta Pública	-	-	-
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento</b>	<b>(883.417)</b>	<b>(244.900)</b>	<b>2,6x</b>
<b>Aumento / (redução) do caixa e equivalentes de caixa do período</b>	<b>(474.061)</b>	<b>1.421.821</b>	<b>-</b>
Caixa e equivalente de caixa no início do período	3.171.958	1.777.754	78%
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	(3.352)	(27.626)	-88%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	2.694.545	3.171.958	-15%
<b>Variação do caixa e equivalentes de caixa no período</b>	<b>(474.061)</b>	<b>1.421.830</b>	<b>-</b>

## Anexo V – Tabela Produção por Ativo

Portfólio   boe/d	2T24	3T24	4T24	1T25	ABR 25
<b>Produção Total Bruta</b>	<b>59.564</b>	<b>51.729</b>	<b>39.350</b>	<b>71.815</b>	<b>81.822</b>
<i>Onshore</i>	34.083	32.409	34.106	34.228	33.880
<i>Offshore</i>	25.481	19.320	5.244	36.587	47.942
<b>Óleo   bbl/d</b>	<b>48.610</b>	<b>41.205</b>	<b>29.196</b>	<b>58.509</b>	<b>69.201</b>
Complexo Potiguar	23.455	22.158	23.352	23.004	22.711
Complexo Recôncavo	3.701	3.297	3.215	3.465	3.394
Papa-Terra (62,5%) <sup>(1)</sup>	8.053	3.543	87	8.078	10.889
Atlanta (100 / 80%) <sup>(2)</sup>	13.257	12.104	2.356	17.975	26.033
Parque das Conchas (23%) <sup>(4)</sup>	-	-	83	5.879	6.079
Peroá	144	103	103	108	95
Manati (45%)	-	-	-	-	-
<b>Gás   boe/d</b>	<b>10.954</b>	<b>10.524</b>	<b>10.154</b>	<b>12.306</b>	<b>12.621</b>
Complexo Potiguar	1.874	1.808	1.901	2.070	2.034
Complexo Recôncavo <sup>(3)</sup>	5.336	5.493	5.954	6.041	6.063
Papa-Terra (62,5%) <sup>(1)</sup>	349	163	5	388	524
Atlanta (100 / 80%) <sup>(2)</sup>	566	534	87	836	1.192
Parque das Conchas (23%) <sup>(4)</sup>	-	-	5	403	461
Peroá	2.829	2.526	2.202	2.568	2.348
Manati (45%)	-	-	-	-	-

(1) Papa-Terra: Em 16 de abril de 2024, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do *Joint Operating Agreement* (JOA), o direito de cessão compulsória (*forfeiture*) da participação indivisa de 37,5% detida pela Nova Técnica Energy Ltda. (NTE) no consórcio, em função do inadimplemento de obrigações financeiras. Após o exercício do *forfeiture*, a NTE instaurou procedimento de arbitragem questionando a aplicação da cessão compulsória prevista no JOA e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, no qual foi deferida medida liminar suspendendo o processo perante a ANP até que seja proferida decisão arbitral. A Companhia aguarda as decisões decorrentes da arbitragem e informa que o Tribunal Arbitral foi formado em março de 2025; (2) A Companhia concluiu em 26 de setembro de 2024 a venda de 20% de Atlanta para Westlawn Americas Offshore LLC, passando a deter a participação de 80% no ativo; (3) Em abril de 2025, ~29% do gás produzido no Recôncavo foi reinjetado; (4) A Companhia concluiu em 30 de dezembro de 2024 a aquisição da participação de 23% em Parque das Conchas detida pela QatarEnergy.