

BRAVA

DIVULGAÇÃO DE
RESULTADOS

3T24



Resultados | 3T24

Rio de Janeiro, 13 de novembro de 2024 – A Brava Energia (“Brava” ou “Companhia”) (B3: BRAV3) apresenta os resultados referentes ao terceiro trimestre de 2024 (“3T24”). O desempenho financeiro e operacional descritos no ITR e notas explicativas contemplam resultados da 3R e da Enauta consolidados desde 1º de agosto de 2024, e consideram, portanto, três meses de resultados da 3R e dois meses de resultados da Enauta. Para efeitos comparativos, demonstraremos resultados proforma trimestrais, somando os resultados das duas companhias, entre o 1T23 e o 3T24, e incluindo, portanto, o resultado apurado pela Enauta no mês de julho de 2024.

Os resultados proforma são baseados em informações disponíveis e atribuíveis à combinação de negócios e visam ilustrar o impacto desta combinação 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 2023, 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					
	3T24	3T23	Δ A/A	2T24	Δ T/T
Receita Líquida (R\$ milhões)	2.193,5	2.456,3	-10,7%	3.129,1	-29,9%
EBITDA Ajustado (R\$ milhões)	727,4	675,3	7,7%	1.031,3	-29,5%
Margem EBITDA Ajustada	33,2%	27,5%	5,7 p.p.	33,0%	0,2 p.p.
Produção Média Total ¹ (boe/dia)	51.721	48.998	5,6%	59.556	-13,2%
Produção média diária de óleo (bbl/dia)	41.205	35.619	15,7%	48.610	-15,2%
Produção média diária de gás (boe/dia)	10.516	13.379	-21,4%	10.946	-3,9%
Preço médio da venda de óleo ² (US\$/bbl)	75,2	80,7	-6,8%	76,8	-2,1%
Preço médio da venda de gás ² (US\$/MMbtu)	7,3	7,8	-6,4%	7,8	-6,4%
Lifting Cost (US\$/boe)	20,0	23,5	-14,9%	22,6	-11,5%

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

DESTAQUES DO TRIMESTRE

- **Combinação de negócios:** Conclusão das incorporações da Enauta e da Maha pela 3R, consolidando uma das maiores e mais integradas empresas independentes do setor de óleo e gás na América Latina
- **Parceria nos Campos de Atlanta e Oliva:** Conclusão da transação com a Westlawn para venda de 20% na Concessão BS-4 com o pagamento de R\$ 1.287 milhões ou US\$ 234 milhões para a Brava (valor total da transação foi de US\$ 309 milhões por 20%)
- **Atualização de Rating com perspectiva positiva:** pela Fitch, para AA- no rating nacional de longo prazo, com perspectiva estável, e pela S&P, para brAA- em escala nacional, com perspectiva positiva

Primeiro resultado financeiro combinado

- Receita líquida Proforma consolidada de R\$ 2.194 milhões no 3T24
- Custo de extração (*lifting cost*) estável em US\$ 20,0/boe no 3T24: custo de extração (*lifting cost*) *onshore* terminou estável em US\$ 20,4/boe, enquanto o segmento offshore registrou US\$ 19,4/boe no 3T24
 - Excluindo os custos com afretamento, o custo de extração (*lifting cost*) offshore ficaria em US\$ 13,4/boe, reduzindo o custo de extração (*lifting cost*) integrado da Companhia para US\$ 17,9/boe no 3T24
- EBITDA Ajustado proforma de R\$ 727,4 milhões no 3T24: +7,7% quando comparado ao 3T23 (A/A)
- Margem EBITDA Ajustado proforma de 33,2% (+5,7 p.p. A/A) no 3T24. No segmento Upstream, a margem alcançou 48,6% no 3T24 (+2,8 p.p. A/A)
- Estrutura de capital com alta liquidez: robusta posição de caixa de US\$ 1.2 bilhão
- Primeira etapa para destravamento de sinergias concluída no 3T24:
 - Otimização de equipes de operação e corporativa
 - Pré-pagamento de linhas de crédito com custo mais elevado
 - Início da reestruturação societária para viabilizar otimizações fiscais e de crédito
 - Início da amortização da mais valia decorrente da transação

Esforço contínuo na recuperação das integridades dos ativos

- Produção do 3T24 registrou média de 51,7 mil boe/d, +5,6% A/A. Considerando a participação de 23% em Parque das Conchas a produção no trimestre registrou média de 58,2 mil boe/d
- Conclusão da campanha do flotel e *workover* do poço PPT-50 em Papa-Terra. Campanha de manutenção voltada à integridade das unidades, buscando maior resiliência na produção no médio e longo prazo
- Considerável aumento da capacidade de injeção de vapor, com os primeiros resultados na Bacia Potiguar (campos de Estreito e Alto do Rodrigues)
- Continuidade nas campanhas de perfuração nos Complexos Potiguar e Recôncavo
- Licença do IBAMA emitida para o FPSO Atlanta em setembro de 2024

Conferência em Português	Conferência em Inglês
14 de novembro de 2024	14 de novembro de 2024
10:00 (BRT)	8:00 a.m. (US EDT)
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	
Inscrição: clique aqui	

Mensagem da Administração

Esta é a nossa primeira mensagem da Administração como Brava Energia. A Companhia surge a partir da incorporação da Enauta pela 3R Petroleum, criando uma das principais empresas integradas de óleo e gás da América Latina, com um portfólio robusto e diversificado. Nesse contexto, gostaríamos de compartilhar com investidores e leitores as principais prioridades da Administração para gerar valor aos acionistas, através do desenvolvimento e revitalização dos nossos ativos de forma eficiente e rentável, em terra e no mar, mesmo em ambiente de preços de petróleo mais desafiadores.

No curto prazo, o foco da Administração está direcionado ao reestabelecimento da produção em Papa-Terra e ao início da produção do FPSO Atlanta. Em Papa-Terra, foi criada uma força tarefa, com profissionais dedicados a priorização de atividades e alocação de equipes a bordo. O intuito da campanha de manutenção é criar a fundação para uma operação estável, por meio da ativação de sistemas de preservação das unidades e recuperação da integridade das instalações, para melhorar a eficiência e reduzir perdas por paradas de manutenção não-programadas. Em Atlanta, o objetivo é concluir o atendimento das demandas da ANP, enquanto aguardamos a vistoria do sistema de medição, programada para o fim de novembro.

Em paralelo, no início do mês, a Companhia iniciou o processo de descomissionamento do FPSO Petrojarl I avançando com a reconexão dos poços para o FPSO Atlanta, que deverá ser concluída no 2T25, quando os seis poços da Fase I estarão em produção.

Retomada a produção em Papa-Terra e obtido o primeiro óleo no FPSO Atlanta, os esforços estarão concentrados na entrega das curvas de produção desses dois ativos. Além disso, seguimos trabalhando para otimizar a produção dos campos *onshore*, com destaque para a campanha de perfuração da Bacia Potiguar e a forte expansão da capacidade de injeção de vapor com impacto positivo na produção dos próximos 12 meses.

Concluimos o trabalho de planejamento iniciado em agosto, que contempla uma série de ações para otimização e alinhamento em todas as dimensões da gestão da Companhia. As iniciativas visam implementar uma cultura corporativa que privilegie a eficiência, o pragmatismo e a meritocracia; nos preparar para racionalizar o portfólio, promovendo parcerias e desinvestimentos nos ativos de menor materialidade; nos ajudar na captura das sinergias previstas no âmbito da combinação de negócios; e colaborar para que a Brava se torne mais resiliente e competitiva, reduzindo gradativamente os custos de extração e administrativos por barril.

Priorizaremos esforços nas dez maiores das 51 concessões que compõem o portfólio atual, e que representam aproximadamente 90% do valor e das reservas da Companhia, atuando com disciplina de capital, de forma compatível com as limitações relacionadas a anuências de órgãos ambientais, direcionando recursos para os projetos mais rentáveis e de melhor *payback*. Assim, o plano de CAPEX dos próximos anos estará alinhado com a intenção da Administração de promover um processo de desalavancagem acelerado e o crescimento do retorno aos acionistas por meio de distribuição de dividendos e/ou recompra de ações.

Por fim, gostaríamos de agradecer aos nossos colaboradores e líderes oriundos da 3R e da Enauta e que hoje constituem o time BRAVA. Não apenas pelos logros alcançados ao longo dos últimos anos, que permitiram a ambas as empresas alcançar um papel de destaque entre as empresas independentes da América Latina, mas também pela intensa dedicação em viabilizar a combinação das companhias de maneira tão intensa e eficiente. É com o suporte do Conselho de Administração e a dedicação deles que contamos para seguir desenvolvendo uma trajetória de sucesso.

ESG – Ambiental, Social e Governança Corporativa

A Brava Energia inicia sua trajetória com práticas ambientais, sociais e de governança corporativa sólidas, que serão os pilares para o desenvolvimento do plano estratégico da nova Companhia. 3R e Enauta possuíam longo histórico de iniciativas voltadas à sustentabilidade, sendo a conclusão da transação entre ambas o ponto de partida para o início do processo de consolidação e alinhamento destas práticas. Esse processo vem sendo suportado de forma integrada pelo Conselho de Administração, pelo Comitê de Sustentabilidade e por diversas áreas da Companhia.

Nesse contexto, a Brava deu início ao processo de fortalecimento de sua estrutura de Governança Corporativa. Em setembro de 2024, aderimos ao Pacto Brasil pela Integridade Empresarial, iniciativa da Controladoria Geral da União, que estimula empresas que atuam no país a assumir, voluntariamente, compromisso público com a integridade empresarial e a desenvolver cultura organizacional contra a corrupção e a favor de questões como o desenvolvimento sustentável, respeito aos direitos humanos e trabalhistas. A adoção da ferramenta *Compliance Cloud* é outra iniciativa do 3T24, e reforça o Programa de Integridade e automatiza fluxos de comunicação e monitoramento de indicadores em tempo real. A Companhia também optou por manter, durante a fase de integração de atividades, os canais confidenciais da 3R e da Enauta em vigor, de forma que eventuais denúncias recebidas anteriormente possam continuar sendo acompanhadas até a conclusão da integração.

Na pauta ambiental, seguimos apoiando iniciativas voltadas à preservação do meio ambiente, com destaque no 3T24 para o projeto de reuso da água produzida em Fazenda Belém, que busca alternativas sustentáveis para destinação da água em suas operações; e a participação do mutirão de limpeza dos manguezais no estado da Bahia, em colaboração com moradores, pescadores e marisqueiras da região, promovida pelo Projeto "Mãos que Cuidam", em conexão com o Dia Internacional para a Conservação do Ecossistema de Manguezais.

Em relação à gestão de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), a Companhia se prepara para a consolidação de indicadores de todo o portfólio, para então estabelecer planos de ação e novas metas, por meio de processos de monitoramento, relato e verificações alinhados às diretrizes do *Petroleum Guidelines* e ao *GHG Protocol*. O objetivo é manter um aprimoramento contínuo na gestão de emissões.

Já na esfera social, destacamos as iniciativas voltadas à Diversidade. Lançamos o Programa "Jovem Aprendiz para Mulheres Pretas", visando promover oportunidades de acesso ao mercado de trabalho e desenvolvimento de carreira de maneira sustentada a este grupo. A Companhia foi indicada ainda como finalista ao Prêmio Ser Humano 2024, promovido pela Associação Brasileira de Recursos Humanos (ABRH), com o case "Estágio de Verão: uma proposta de inserção de estudantes no mundo do Óleo e Gás", por meio do qual foram oferecidas vagas de estágio para estudantes que tiveram a oportunidade de vivenciar a Companhia e a indústria, com alguns sendo efetivados no fim do processo.

A Brava Energia busca promover o bem-estar das comunidades onde atua e promover o desenvolvimento social por meio de projetos e iniciativas que enfatizam a educação, os direitos humanos e o respeito socioambiental. No 3T24, a Companhia iniciou a disponibilização de serviços odontológicos para 500+ moradores de comunidades próximas às suas operações no Rio Grande do Norte, e finalizou a segunda edição do projeto "Trilha de Aprendizagem" na Bahia, impactando mais de 100 jovens com capacitações em empregabilidade, empreendedorismo, sustentabilidade e inovação. A Companhia 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 promovendo a qualidade de vida e a integração entre seus colaboradores.

Portfólio

Incorporação da Maha Holding e da Enauta Participações

Em 31 de julho de 2024, foi concluída a incorporação da Maha Holding (“Maha”) e da totalidade das ações de emissão da Enauta Participações pela Companhia. A Brava sucedeu a Maha em todos os seus direitos e obrigações e passou a ser titular da totalidade das ações de emissão da 3R Operações Offshore (antiga Maha Offshore). Com a incorporação das ações da Enauta Participações, esta deixou de ter ações negociadas na B3 e foram emitidas novas ações ordinárias pela 3R, de acordo com a relação de troca acordada entre os acionistas de ambas as empresas.

Em 1º de novembro de 2024, após nova AGE, a 3R Operações Offshore e a Enauta Participações foram incorporadas pela Brava. Estes ajustes na estrutura societária eram previstos na transação e serão fundamentais para extrair parte das sinergias estimadas para a nova Companhia.

A Brava Energia surge como o resultado dessa transação e inicia sua trajetória como uma das maiores empresas independentes do setor de óleo e gás na América Latina. O robusto portfólio contempla larga escala de reservas provadas (mais de 500 milhões de barris de reservas 1P) e alto potencial de incremento de produção e geração de caixa no curto prazo, ancorados em um modelo de negócio resiliente e estratégico.

Vale destacar que dez das 51 concessões que compõem o portfólio atual representam aproximadamente 90% do valor e das reservas estimados para a Companhia. Nesse contexto, a Companhia concentrará os esforços nesses dez principais ativos, atuando com disciplina de capital, de forma compatível com as limitações relacionadas a anuências de órgãos ambientais, direcionando recursos para os projetos mais rentáveis e de melhor *payback* mais curto. Em paralelo, a intenção da Administração é racionalizar o portfólio, promovendo parcerias e desinvestimentos nos ativos de menor materialidade.

Portfólio Brava

A Brava é uma companhia brasileira independente com portfólio diversificado e atuação abrangente entre os segmentos da indústria de óleo e gás. Atualmente, o portfólio *upstream* da Companhia é composto por ativos, localizados em seis bacias sedimentares distintas, de cinco estados do Brasil:

(1) Complexo Potiguar - reúne os campos de óleo e gás natural em terra e águas rasas na Bacia Potiguar, conectados, em sua maior parte, por ampla infraestrutura de dutos de escoamento. Os principais campos deste complexo são: Macau, Canto do Amaro, Alto do Rodrigues, Estreito, Salina Cristal e Fazenda Pocinho;

(2) Complexo Recôncavo - reúne os campos de produção de óleo e gás natural em terra na Bacia do Recôncavo. Os principais campos deste complexo são: Água Grande e Candeias;



Portfólio Offshore – formado por campos de produção de óleo e gás natural em águas rasas e profundas:

(3) Papa-Terra: campo *offshore* de produção de petróleo, localizado na Bacia de Campos, o qual a Companhia opera e detém participação de 62,5%¹;

(4) Atlanta: campo de óleo *offshore*, localizado na Bacia de Santos e incorporado ao portfólio após a conclusão da transação entre 3R e Enauta. Atualmente, a Companhia opera e detém, desde 26 de setembro de 2024, a parcela de 80% no ativo. Nesta data, a Brava concluiu a transação de venda da participação de 20% da Concessão BS-4, que inclui os campos de Atlanta e de Oliva para afiliadas da Westlawn Americas Offshore LLC, empresa do portfólio do Westlawn Group LLC. A transação foi concluída com o pagamento de US\$ 234 milhões à Companhia, considerando os ajustes previstos no contrato que se somam à parcela de US\$ 75 milhões recebida pela Companhia após assinatura em março de 2024.

(5) Polo Peroá: formado por campos de gás natural e condensado de petróleo localizados em águas rasas e profundas da Bacia do Espírito Santo. A Brava opera e detém 100% de participação no ativo;

(6) Parque das Conchas: concessão formada pelos campos Abalone, Ostra e Argonauta localizado na Bacia de Campos, no qual a Brava adquiriu participação não operada de 23%, detida pela QatarEnergy Brasil Ltda. A transação está em processo final de aprovação pela ANP, com previsão de finalização para o primeiro trimestre de 2025. O ativo é operado pela Shell, que detém 50% de participação. No trecho abaixo detalhamos ainda mais essa transação.

(7) Manati: campo não-operado de produção de gás natural em águas rasas na Bacia de Camamu-Almada, no qual a Brava detém parcela não operada de 45% de participação. Assim como Atlanta, Manati também foi recentemente incorporado ao portfólio da Companhia após a transação entre 3R e Enauta. A Petrobras é a atual operadora do ativo com 35% de participação.

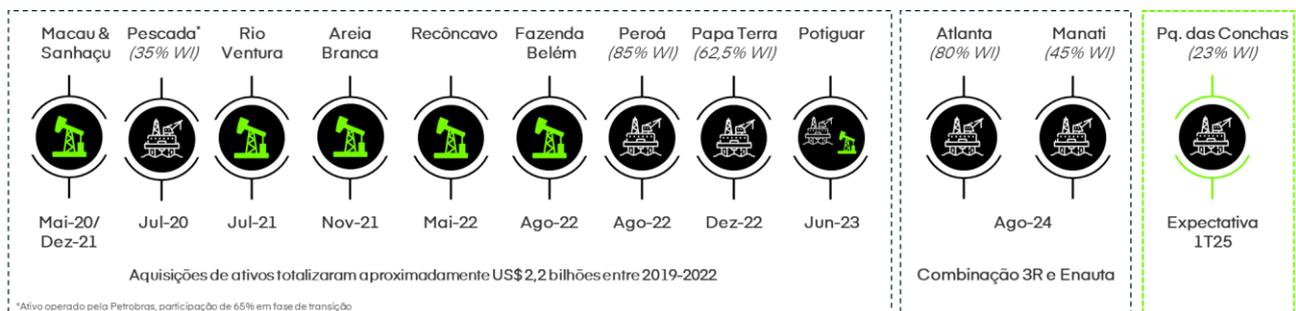
(8) Pescada: o Polo Pescada integra o Complexo Potiguar, mas para análise do portfólio segregamos o ativo por se tratar de uma operação offshore (águas rasas) e por ainda ser uma participação não operada. A companhia detém 35% de participação no ativo, sendo o restante detido pela Petrobras, atual operadora da concessão. Este campo é próximo ao sub-cluster de Ubarana, operado pela Companhia, que também se localiza em águas rasas da Bacia Potiguar, o qual encontra-se em processo de retomada de operação pela Companhia (os campos desde sub-cluster foram hibernados pelo antigo operador, Petrobras, desde março de 2020).

A diversificação do portfólio e a exposição à produção de óleo e gás natural são vantagens competitivas, pois permitem a integração da cadeia produtiva, a captura de sinergias operacionais, o aumento da escala e da margem dos produtos comercializados, além de maior resiliência às oscilações de preços das commodities.

¹ Conforme descrito na sessão “Exercício do Direito de Cessão Compulsória de Participação no Campo de Papa-Terra” abaixo, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do JOA, o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela NTE no consórcio (*forfeiture*), em função do inadimplemento de obrigações financeiras por parte da NTE. Após o exercício do *forfeiture*, a NTE instaurou procedimento de arbitragem para questionando a aplicação da cessão compulsória prevista na cláusula do JOA que prevê a cessão compulsória e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, no qual foi deferida medida liminar determinando a suspensão do processo até a decisão da arbitragem. A 3R Offshore recorreu da decisão e aguarda da formação do Tribunal Arbitral.

Quanto à produção de gás natural, a Brava hoje está posicionada entre as maiores produtoras de gás não-associado do América Latina, posicionamento que confere à Companhia grande diferencial estratégico para otimizar a monetização de sua produção. Além de diversificar as receitas da Companhia, o gás natural cumpre um importante papel de insumo para diversas etapas da nossa cadeia de produção, entre elas: (i) a geração de vapor, utilizado no desenvolvimento da produção de campos de óleo pesado do próprio portfólio no Rio Grande do Norte e Ceará e (ii) o consumo para geração de energia nas atividades de refino no Rio Grande do Norte.

No encerramento do 3T24, a Brava era operadora de todos os ativos que compõem o portfólio, com exceção de Manati e Pescada (operados pela Petrobras) e Parque das Conchas (cuja participação de 23% está em processo de aquisição junto à QatarEnergy; e é operado pela Shell) conforme detalhado acima. A figura abaixo ilustra o fluxo de aquisição e construção do portfólio da Brava, com datas de conclusão das transações. De forma consolidada, a Companhia investiu aproximadamente US\$ 2,2 bilhões na aquisição de ativos da Petrobras, sendo tais valores suportados por injeções de capital e contratações de instrumentos de dívida.



A Companhia dispõe ainda de ativos no segmento *mid & downstream* localizadas no Rio Grande do Norte, cuja operação foi assumida em 08 de junho de 2023. Dentre eles, destacam-se: (i) a Refinaria Clara Camarão, com capacidade nominal instalada de processamento diário de aproximadamente 40 mil barris, (ii) o Terminal Aquaviário de Guamaré (terminal de uso privado), com alta capacidade de tancagem e com dois sistemas de escoamento e transferência (monoboias), possibilitando exportação, importação e fluxos comerciais domésticos por meio de cabotagem de petróleo cru e produtos derivados, e (iii) as Unidades de Processamento de Gás Natural de Guamaré, com capacidade para processamento de cerca de 1,8 milhão de m³ por dia e com conexão à malha de gás das regiões Nordeste e Sudeste do país. Esses ativos são estratégicos e reforçam a independência da Companhia em relação a infraestrutura de terceiros, permitindo acessar o mercado local e internacional por meio de ativos próprios.

Ao redor dos ativos de *mid & downstream* supramencionados, há plantas de tratamento de óleo e gás, oficinas, subestações elétricas, laboratórios e estações de recebimento e retirada de óleo cru e refinados por modal rodoviário, compondo o importante Ativo Industrial de Guamaré (AIG) da Companhia.

A completa integração entre os segmentos *upstream* e *mid & downstream* no Rio Grande do Norte é um importante gerador de valor para toda cadeia produtiva, à medida que: (i) adiciona flexibilidade e independência de escoamento da produção do *upstream*, sendo a refinaria e o terminal aquaviário alternativas diretas para comercialização dos produtos; (ii) proporciona escala à Companhia para comercialização de óleo cru e produtos refinados, uma vez o AIG recebe produção própria e de terceiros; (iii) gera receitas pela prestação de serviços para escoamento e processamento de gás natural, além de serviços de estocagem e logística; (iii) amplia a capacidade de estocagem da produção; e (iv) gera oportunidade de acesso aos mercados doméstico e internacional, por meio do terminal aquaviário.



Ativos em aquisição

Em dezembro de 2023, a Brava iniciou o processo de aquisição de participação não-operada de 23%, detida pela QatarEnergy Brasil Ltda., nos campos que formam o Parque das Conchas na Bacia de Campos (Abalone, Ostra e Argonauta). A concessão de Parque da Conchas tem vigência até dezembro de 2032 e é operada pela Shell, que detém participação de 50%, em parceria com a Indiana ONGC, que detém os outros 27% restantes.

O investimento realizado até o momento foi de aproximadamente US\$15 milhões na assinatura. O contrato de aquisição prevê mais US\$135 milhões a serem pagos em três parcelas, sendo a primeira na data de conclusão da operação, a qual será ajustada pelo fluxo de caixa gerado pelo ativo desde julho de 2023 (*effective date* da transação), e as seguintes pagas em 12 e 24 meses, após a conclusão da transação. A aquisição foi aprovada pelo CADE e encontra-se em processo de atendimento de condições precedentes e aprovação pela ANP.

Sobre Uruguá-Tambaú, a Brava está em tratativas com a Petrobras para formalizar o encerramento do SPA. Conforme informado ao mercado por meio de Fato Relevante, em 1º de julho de 2024, a Enauta rescindiu o contrato para aquisição do FPSO Cidade de Santos junto à MODEC.

Exercício do Direito de Cessão Compulsória de Participação no Campo de Papa-Terra

Em 1º de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de aquisição de participação societária adicional de 15% da 3R Offshore, passando a possuir 100% da 3R Offshore. A 3R Offshore é operadora detém 100% de participação no Polo Peroá e 62,5% do Polo Papa-Terra, sendo 37,5% detido pela Nova Técnica Energy Ltda ("NTE"), o qual encontra-se em disputa, conforme descrito abaixo.

Conforme Fato Relevante divulgado ao mercado em 3 de maio de 2024, em função do inadimplemento de obrigações financeiras por parte da NTE, estabelecidas no âmbito do consórcio do Campo de Papa-Terra por meio do *Joint Operating Agreement* ("JOA"), a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do JOA, o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela Nova Técnica no consórcio (*forfeiture*). Em decorrência disso, foram iniciadas as medidas necessárias perante a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis visando à autorização da cessão compulsória pela referida Agência e a consequente formalização da transferência da participação detida pela NTE para a 3R Offshore.

Após o exercício do *forfeiture*, a NTE instaurou procedimento de arbitragem para questionar a aplicação da cláusula do JOA que prevê a cessão compulsória e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, do qual foi proferida decisão liminar em 1ª instância, e posteriormente modulada em 2ª instância que, dentre outras decisões: (i) determinou a suspensão do processo de cessão compulsória perante a ANP, embora tenha vedado o arquivamento definitivo do processo de cessão, (ii) permitiu que a Companhia divulgasse comunicações ou anúncios públicos sobre o Campo de Papa-Terra, desde que estas tenham a finalidade de cumprir e dar transparência às obrigações legais e estatutárias perante o mercado, acionistas, investidores, órgãos controladores e de fiscalização, e desde que a Companhia não se reporte como única detentora de participação no Campo de Papa-Terra, devendo incluir ressalva sobre o litígio existente entre 3R Offshore e NTE, até que a questão venha a ser apreciada pelo Tribunal Arbitral a ser constituído no âmbito da Arbitragem, e (iii) determinou que seja mantida conta bancária para depósito da receita de produção originalmente cabível à NTE (37,5%), após o abatimento das despesas proporcionais à referida participação, até que o tema seja apreciado pelo Tribunal Arbitral.

Conforme descrito nas Informações Trimestrais de 30 de junho de 2024, a partir do exercício do *forfeiture*, a Companhia passou a reter 37,5% da produção do ativo e considerá-la nos seus resultados, bem como os gastos decorrentes desta parcela, sem alterar, no entanto, a sua participação de 62,5% sobre os direitos de concessão no campo de Papa-Terra registrados no Balanço Patrimonial da Companhia.

Considerando a decisão de 2ª instância, proferida em 16 de agosto de 2024, que reformou parcialmente a decisão de 1º grau no sentido da manutenção do status quo contratual até a análise pelo Tribunal Arbitral, a Companhia passou a mensurar, nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024, apenas os saldos correspondentes à participação de 62,5% da Companhia no Polo de Papa-Terra nas linhas de resultados. Dessa forma, as receitas e gastos referentes a 37,5% da participação detida pela NTE foram registradas na conta de créditos com parceiros. Conforme nota explicativa 5, em 30 de setembro de 2024, o saldo da dívida da NTE em favor da Companhia é de R\$ 315,8 milhões.

A parcela de 37,5% das receitas originalmente cabíveis à NTE e seus respectivos gastos referentes ao Campo de Papa-Terra (parcela da NTE, em disputa) até 30 de junho de 2024, foram reconhecidos nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024, com a reversão de R\$ 20,9 milhões à débito no resultado e R\$ 50,0 milhões líquido entre ativos e passivos do balanço patrimonial. Dessa forma, conforme refletido nas Informações Trimestrais (ITR) em 30 de setembro de 2024, a contabilidade da Companhia reflete 62,5% de participação no Campo de Papa-Terra.

A Companhia informa que, neste momento, a arbitragem e a liminar não alteram as atividades operacionais em curso e não impedem a implementação do plano de desenvolvimento do ativo.

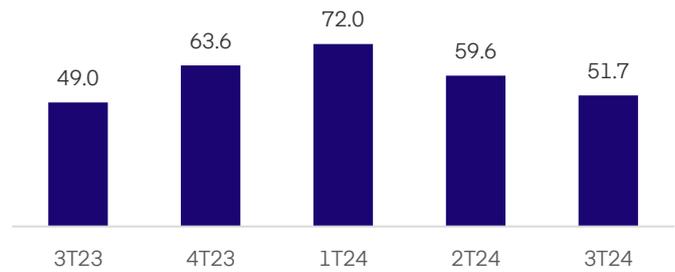
Desempenho Operacional

Upstream

A partir das incorporações de ações da Enauta e da Maha Offshore, realizadas em 31 de julho de 2024, o portfólio *upstream* da Companhia tornou-se mais diversificado e robusto, com a inclusão dos campos de Atlanta e Manati e o aumento de participação sobre Papa-Terra e Peroá.

Para fins de comparação, os ativos incorporados após a transação foram considerados em uma base histórica proforma desde o 3T23. Dessa forma, consolidamos os ativos da Enauta (Atlanta e Manati) e a participação de 15% na 3R Offshore, anteriormente detida pela Maha Energy, resultando em uma participação direta da Companhia de 62,5% em Papa-Terra e 100% em Peroá.

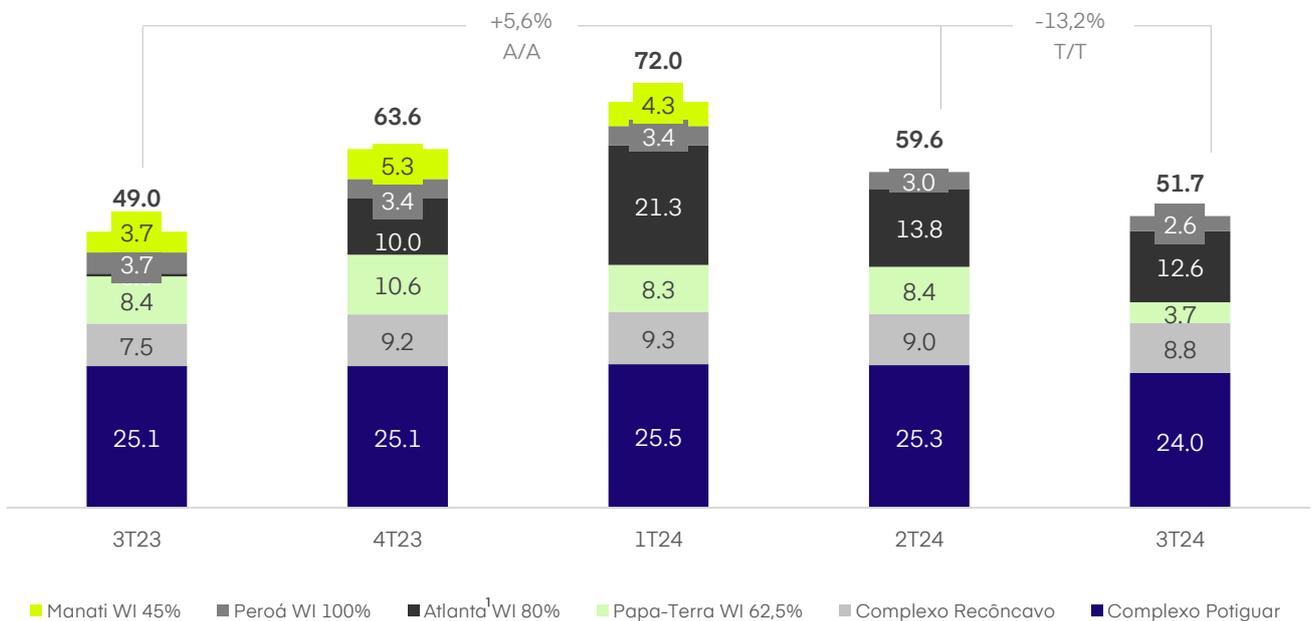
Produção Total do Portfólio da Companhia
(Proforma) (kboe/d)



Com essas premissas, a produção média diária atingiu 51.721 barris (boe/d) no 3T24, com incremento de 5,6% (A/A) e redução de 13,2% em relação ao trimestre anterior (T/T), conforme gráfico abaixo:

Produção Total por Cluster

Participação Companhia | kboe/d



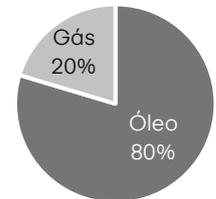
¹ Até 27 de setembro de 2024, inclusive, considera 100% de participação da Companhia em Atlanta, após celebração da alienação de 20% com a Westlawn, a participação da Companhia passou a ser 80%.

No 3T24, a produção média diária de óleo alcançou 41.205 barris (bbl/d), +15,7% A/A e -15,2% T/T, representando 80% da produção média do período. A performance no trimestre é explicada, principalmente: (i) pelo menor nível de produção em Papa-Terra, devido às paradas de produção programada e atendimentos a solicitações da ANP, conforme descrito abaixo na sessão sobre Papa-Terra; (ii) pela menor produção no Complexo Recôncavo, -10,9% bbl/d T/T, devido a intervenções em

poços e atividades de restauração das instalações, e (iii) pela retomada da produção de Atlanta em julho após conclusão de manutenção do FPSO Petrojarl I, parcialmente compensada pelo início do processo de desconexão dos poços que estavam produzindo por meio desta unidade e que serão conectados ao novo FPSO Atlanta.

A produção média diária de gás atingiu 10.516 boe (1.672 mil m³/d) no 3T24, -21,4% A/A e -3,9% T/T, correspondente a 20% da produção média diária do período. O resultado é explicado pela menor produção de gás em Peroá, -10,7% boe/d T/T, em razão da menor demanda de gás no mercado local, limitando a produção do Polo à parcela firme (menos de 50% da capacidade produtiva do ativo) prevista no contrato (*take or pay*) com a ES Gás. Na comparação anual, a redução de volume também é justificada pela ausência de produção em Manati no 3T24.

Perfil da Produção
(3T24 - boe/d)



A produção total no trimestre foi de 3.791 mil barris de óleo e 967 mil boe (153.815 mil m³) de gás, totalizando 4.758 mil barris de óleo equivalente. Cabe mencionar que, do volume total de gás produzido no Complexo Recôncavo, aproximadamente 29% foram consumidos na operação e/ou reinjetados no reservatório.

Em uma distribuição total da produção, o Complexo Potiguar representou 46% da produção média total no 3T24, enquanto o Complexo Recôncavo respondeu por 17%. O Portfólio Offshore respondeu por aproximadamente 37% da produção no período, com os Polos Papa-Terra, Atlanta e Peroá representando 24%, 7% e 5%, respectivamente. O campo de Manati encontra-se em parada programada para manutenção com retomada de produção prevista pelo operador (Petrobras) para o 1T25.



A tabela abaixo consolida os dados operacionais dos ativos que compõem o portfólio da Brava Energia, considerando o percentual de participação em cada ativo.

Portfólio	3T23	4T23	1T24	2T24	3T24
Produção Total boe/d	48.998	63.626	72.045	59.556	51.721
Complexo Potiguar	25.137	25.101	25.453	25.322	23.958
Complexo Recôncavo	7.538	9.187	9.286	9.036	8.790
Papa-Terra	8.350	10.595	8.339	8.402	3.706
Atlanta	538	10.006	21.252	13.823	12.638
Peroá	3.727	3.442	3.392	2.973	2.629
Manati	3.708	5.294	4.323	-	-

Complexo Potiguar

O Complexo Potiguar é formado pelos Polos Potiguar, Macau, Areia Branca, Fazenda Belém e Pescada, esse último ainda sob operação da Petrobras, com participação de 65%. A parcela não operada remanescente de 35% é detida pela Brava Energia, sendo essa a parcela correspondente aos seus resultados financeiros.

No 3T24, o Complexo Potiguar registrou 23.958 boe/d, -4,7% A/A e -5,4% T/T. A produção média de óleo atingiu 22.157 bbl/d, -5,7% A/A e -5,5% T/T, e representou 92,5% da produção do Complexo no trimestre. A produção média diária de gás foi de 1.800 boe (286 mil m³/d), +9,3% A/A e -3,5% T/T.

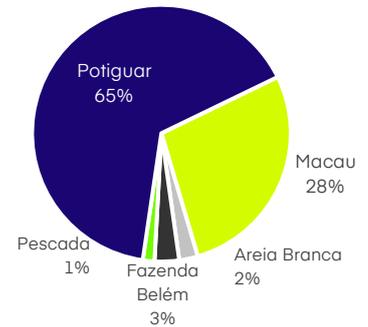
A produção total no trimestre foi de 2.038 mil barris de óleo e 166 mil boe (26.331 mil m³) de gás, totalizando 2.204 mil barris de óleo equivalente.

O resultado operacional do Complexo Potiguar no trimestre é explicado: (i) pela menor produção de óleo no Polo Potiguar, -7,0% bbl/d T/T, devida a limitação de recebimento de óleo no ATI (Ativo Industrial de Guimarães), parcialmente compensada pelas campanhas de *workovers*, *pullings* e reativações, e (ii) pelo desempenho de Macau, -2,3% boe/d T/T, devido a restrições na injeção de água em poços de recuperação secundária, parcialmente compensado pela conclusão de atividades de manutenção no ativo.

No 3T24, as atividades operacionais realizadas no Complexo Potiguar foram suportadas por onze sondas de *workover*, três sondas de *pulling* e três sondas de perfuração. Dentre as principais atividades realizadas em poços no trimestre, destaque para 95 *workovers* e 13 perfurações.

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.

Produção do Complexo Potiguar
(3T24 - boe/d)



Produção de Óleo
Portfólio Companhia | kbbl/d



Produção de Gás
Portfólio Companhia | kboe/d

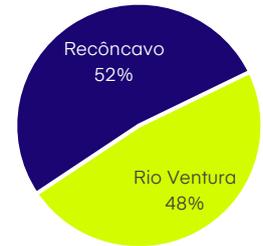


Complexo Recôncavo

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

No 3T24, o Complexo Recôncavo registrou 8.790 boe/d, aumento de 16,6% A/A e -2,7% T/T. A produção média de óleo atingiu 3.298 bbl/d, +0,1% A/A e -10,9% T/T. Já a produção média diária de gás foi de 5.493 boe (873 mil m³/d), +29,4% A/A e +2,9% T/T, e representou 62,5% da produção do Complexo no 3T24.

Produção do Complexo Recôncavo (3T24 - boe/d)



A produção total no trimestre foi de 303 mil barris de óleo e 505 mil boe (80.342 mil m³) de gás, totalizando 809 mil barris de óleo equivalente.

A Companhia ressalta que, do volume total de gás natural produzido no Complexo Recôncavo no 3T24, aproximadamente 29% foi reinjetado no reservatório. Considerando apenas a produção de gás do Polo Recôncavo, 2.865 boe/d (456 mil m³/d), no 3T24, aproximadamente 56% do volume de gás produzido no ativo foi reinjetado no reservatório e/ou consumido nas operações.

O desempenho operacional do Complexo Recôncavo no trimestre é explicado: (i) pela maior produção de gás no Polo Rio Ventura, +5,0% boe/d T/T, em razão da maior demanda de gás no mercado local e menor restrição para escoamento e tratamento de gás da UPGN Catu, parcialmente compensado pela (ii) menor produção no Polo Recôncavo, -8,9% boe/d T/T, devido ao maior número de intervenções em poços para correção de falhas de equipamentos.

No 3T24, as atividades operacionais realizadas no Complexo Recôncavo foram suportadas por três sondas de *workover* e uma sonda de perfuração. Dentre as principais atividades em poços realizadas no trimestre, destaque para 10 *workovers* e 2 perfurações.

Produção de Óleo
Participação Companhia | kbb/d



Produção de Gás
Participação Companhia | kboe/d



Portfólio Offshore

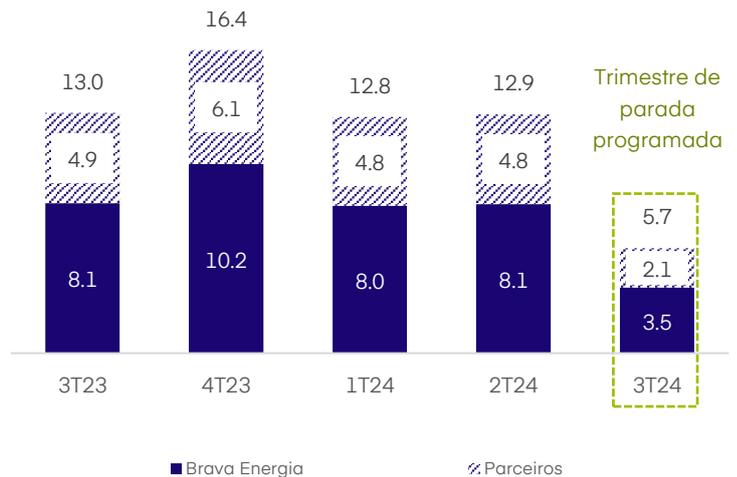
Papa-Terra

Com a incorporação da Maha Energy no contexto da formação da Brava Energia, a Companhia passou a deter 62,5% no ativo, e os dados operacionais apresentados equivalem a esta participação em um histórico proforma.

Além disso, vale destacar que, em 16 de abril de 2024, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do JOA, o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela NTE no consórcio (forfeiture), em função do inadimplemento de obrigações financeiras por parte da NTE. 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. Para maiores detalhes sobre o Exercício do Direito de Cessão Compulsória de Participação no Campo de Papa-Terra, verificar a seção "Portfólio" deste relatório.

Produção de Óleo | Papa-Terra

Participação Companhia | bbl/d



No 3T24, considerando 62.5% de participação, o ativo registrou produção de 3.706 boe/d, reduções de 55,6% A/A e de 55,9% T/T. A produção média de óleo atingiu 3.543 bbl/d, -56,3% A/A e -56,0% T/T, e representou 95,6% da produção do ativo. A produção média diária de gás foi de 163 boe (26 mil m³/d), -32,5% A/A e -53,3% T/T.

A produção total no trimestre foi de 326 mil barris de óleo e 15 mil boe (2.386 mil m³) de gás, totalizando 341 mil barris de óleo equivalente.

A produção de gás natural no ativo não é comercializada, uma vez que este volume é consumido nas operações e/ou reinjetado nos reservatórios.

No trimestre, a Companhia realizou operação de *offloading* (transferência de óleo estocado para navios aliviadores) de 487 mil barris de óleo de Papa-Terra. Este volume representa o *offloading* total, sendo a parcela correspondente à participação da Companhia (62,5%) equivalente a 304 mil barris.

Parada programada e intervenções

Em 27 de julho de 2024 foi iniciada a parada programada em Papa-Terra para condução de atividades de recuperação de instalações, manutenção e revitalização de equipamentos, em continuidade aos trabalhos da campanha iniciada em maio de 2024 com a Unidade Móvel de Serviço. A produção foi retomada em 29 de agosto, alcançando aproximadamente 15 mil barris de óleo equivalente por dia através de 6 poços produtores (PPT-12, PPT-16, PPT-17, PPT-22, PPT-37 e PPT-50). O sétimo poço (PPT-51)



apresentou falha na retomada da produção e desde então está em processo de troca de bomba, previsto para ser finalizada até o fim do 4T24.

A pedido da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"), a Companhia interrompeu a produção no dia 04 de setembro de 2024 para prestar esclarecimentos sobre a quantidade de pessoas a bordo e para implementar adequações nos sistemas de salvatagem antes da retomada da produção.

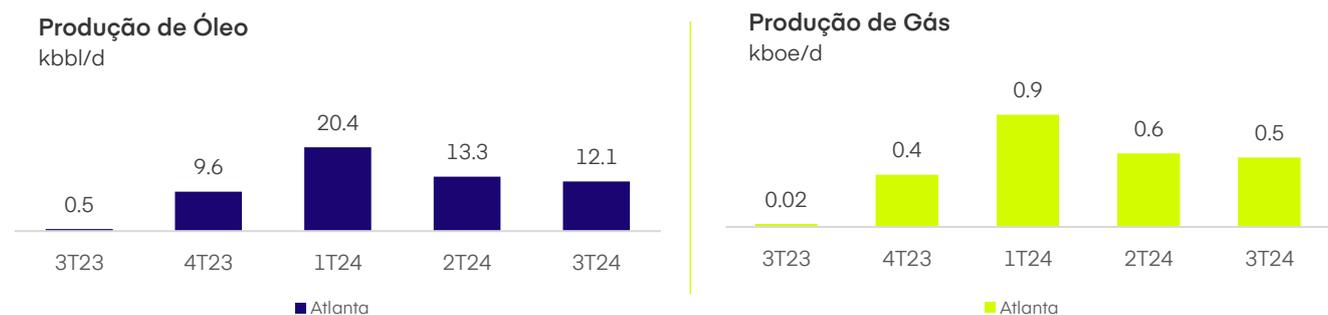
No dia 18 de outubro de 2024, após a Companhia promover as adequações solicitadas, a ANP atendeu à solicitação para ampliar o número de pessoas a bordo (POB) das unidades flutuantes, bem como concedeu autorização para utilização da sonda instalada na 3R-2, antes da retomada da produção. Desde então, a Companhia optou por manter as unidades em parada de manutenção, de modo a priorizar os profissionais a bordo para atividades de manutenção, ativação de sistemas de preservação e recuperação de integridade das instalações, com previsão de retomado da produção em dezembro de 2024. Os objetivos são: aumentar a eficiência dos sistemas; reduzir perdas por paradas de manutenção não-programadas; e viabilizar condições mais robustas para um futuro aumento do fator de recuperação do reservatório.

Entre as prioridades definidas pela Companhia para os próximos trimestres, destacam-se: (i) a continuidade do programa de recuperação da integridade das unidades (FPSO e TLWP), (ii) a redução de custos de operação e a melhoria da eficiência operacional, e (iii) a obtenção das licenças ambientais e a mobilização de fornecedores para a perfuração de dois poços no ativo (PPT-52 e PPT-53). O cronograma para perfuração destes poços está em processo de avaliação pela Administração, no contexto de um planejamento integrado entre Papa-Terra e Atlanta, de modo a compartilhar recursos e obter condições comerciais mais favoráveis.

Atlanta

No 3T24, Atlanta registrou produção média de 12.638 boe/d, queda de 8,6% T/T. Na comparação anual, destacamos que o campo não produziu quantidades expressivas no 3T23, em função da parada para substituição de componentes elétricos do sistema e postergar sua permanência no campo até o final do ano. A produção média de óleo atingiu 12.104 bbl/d, -8,7% T/T, e representou 95,8% da produção total do ativo no trimestre. A produção média diária de gás foi de 534 boe (85 mil m³), -5,6% T/T; o gás produzido é consumido na própria operação.

A produção total no trimestre foi de 1.114 mil barris de óleo e 49 mil boe (7.810 mil m³) de gás, totalizando 1.163 mil barris de óleo equivalente. O volume reflete: (i) a produção do FPSO Petrojarl I retomada no final de julho após conclusão de manutenção, (ii) a desconexão do poço 2H do FPSO Petrojarl I para conexão com o FPSO Atlanta ao final de agosto, e (iii) a produção por meio dos poços 4H e 5H no mês de setembro.



No 3T24, o *offloading* totalizou 1.076,7 mil barris de óleo. A partir do dia 27 de setembro de 2024, inclusive, considera-se a participação de 80% da Companhia no ativo após a venda da participação de 20% para a Westlawn.

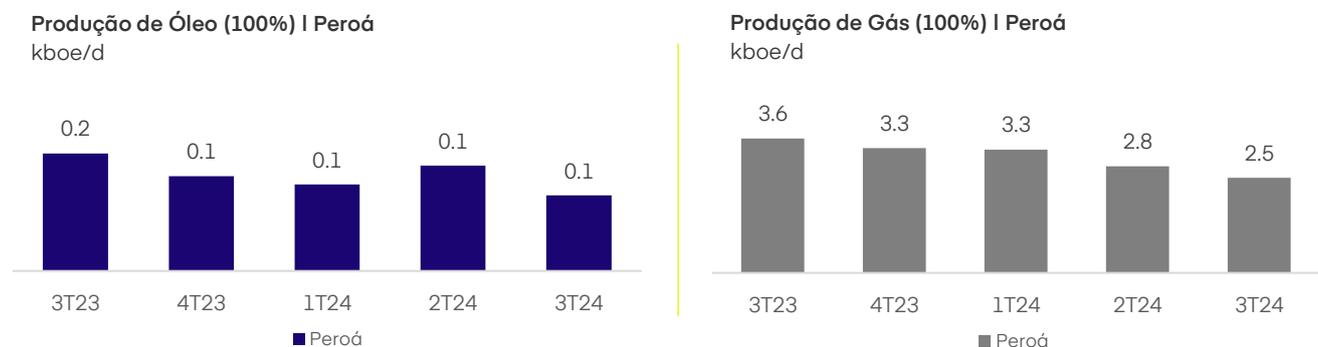
FPSO Atlanta (Sistema Definitivo):

Durante o trimestre, todas as conexões do sistema submarino e linhas necessárias para o primeiro óleo do FPSO Atlanta foram concluídas e obtivemos a licença de operação emitida pelo IBAMA. Os três módulos de bombeio (MPPs) encontram-se instalados e o processo de conexão dos demais poços segue em andamento. Como evento subsequente ao trimestre, no início de outubro, a Companhia desconectou o poço 4H do FPSO Petrojarl I e, no início de novembro, iniciou a desconexão do poço 5H e o processo de descomissionamento da plataforma.

A Companhia tem como previsão iniciar a produção do FPSO Atlanta ainda no quarto trimestre de 2024. A unidade tem capacidade para produzir 50 mil barris de óleo por dia e capacidade de estocagem de 1,6 milhão de barris e será afretada e operada pela Yinson. A ANP informou que a inspeção final dos sistemas de medição do FPSO Atlanta ocorrerá no período entre 25 e 29 de novembro de 2024. Até o final de novembro, a Companhia pretende concluir o envio à ANP das respostas para as demais condicionantes para o primeiro óleo do FPSO Atlanta.

Peroá

Com a incorporação da Maha Holding, a Companhia passou a deter 100% de participação no ativo (85% de participação até o 2T24). A produção histórica é apresentada considerando a produção total de Peroá.



No 3T24, o ativo registrou produção de 2.629 boe/d, retração de 29,5% A/A e de 11,6% T/T. A produção média de óleo atingiu 103 bbl/d, -35,7% A/A e -28,3% T/T. A produção média diária de gás foi de 2.526 boe (402 mil m³), -29,2% A/A e -10,7% T/T.

A produção total no trimestre foi de 9 mil barris de óleo e 232 mil boe (36.947 mil m³) de gás, totalizando 242 mil barris de óleo equivalente. A performance operacional do ativo no 3T24 é explicada pela menor demanda por gás natural no período.

Manati

Atualmente, a Brava é a maior concessionária do ativo com 45% de participação, tendo ainda a Petrobras como parceira e operadora com 35% de participação, e a parcela remanescente com outras empresas.

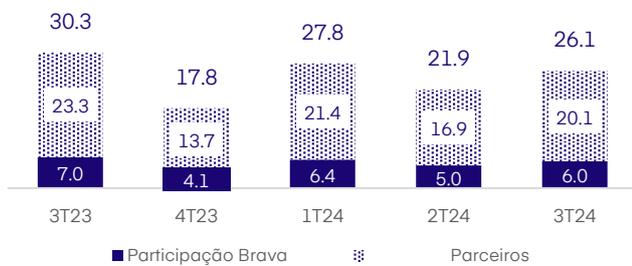
Em março de 2024, a produção do ativo foi paralisada para adequação de equipamentos em atendimento a requisitos da ANP. A previsão de retorno da produção vem sendo atualizada pelo operador desde então, sendo a expectativa atual de retomada para o primeiro trimestre de 2025.

Parque das Conchas

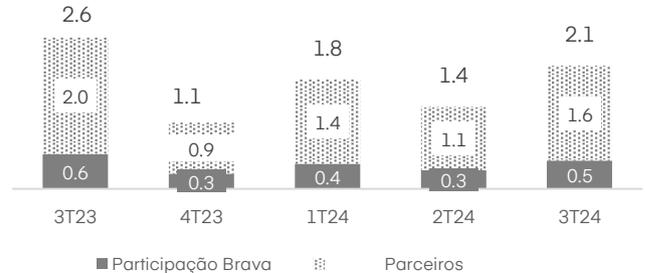
Conforme mencionado na seção “Portfólio” deste relatório, a Companhia aguarda autorizações finais para concluir a aquisição de 23% no Parque das Conchas.

A produção total do ativo no trimestre foi de 553 mil barris de óleo e 44 mil boe (6.976 mil m³) de gás, totalizando 597 mil barris de óleo equivalente. No 3T24, a produção média da parcela de 23% referente à participação Companhia no ativo foi de 6.490 boe/d, -14% A/A e +21,0% T/T, com produção de óleo em 6.013 bbl/d e de gás em 477 boe/d. A conclusão da operação está prevista para o primeiro trimestre de 2025, com valor a pagar pela Companhia a ser ajustado pelo fluxo de caixa gerado pelo ativo desde julho de 2023, data efetiva da transação.

Produção de Óleo
Participação 23% | kbb/d



Produção de Gás
Participação 23% | kboe/d



Midstream & Downstream

Como mencionado na seção “Portfólio” deste relatório, a Companhia possui instalações operacionais próprias de *mid & downstream* no Rio Grande do Norte, essenciais para o recebimento, tratamento, processamento, estocagem e escoamento de toda produção da Bacia Potiguar. No Ativo Industrial de Guamaré (ATI), destacam-se: (i) Refinaria Clara Camarão, (ii) Terminal Aquaviário de Guamaré, (iii) Unidades de Processamento de Gás Natural de Guamaré (UPGN) e (iv) parque de tanques para estocagem.



As instalações do ATI são integradas ao segmento *upstream*, proporcionando flexibilidade operacional e oportunidades comerciais, além de gerar valor por meio da monetização da infraestrutura e da prestação de serviços a terceiros na região que dependem dessas instalações para escoar e tratar sua produção.

Durante o trimestre, 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.

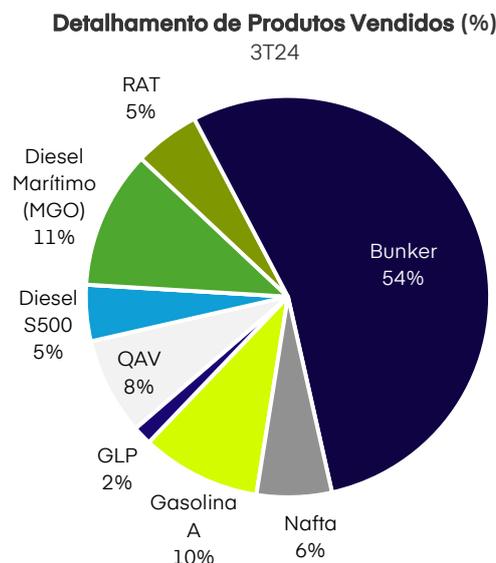
Em relação às atividades de integridade e manutenção, a Companhia destaca as seguintes no 3T24: (i) melhorias nos sistemas de geração e transmissão de energia no ATI, com aquisições e instalação de novos equipamentos aumentando a confiabilidade do sistema elétrico, (ii) conclusão da inspeção e de reparos nas instalações dos dutos na estação de tratamento de óleo e nos mangotes no Terminal Aquaviário de Guimarães, (iii) manutenção e recuperação de tanques de tratamento, carga e armazenamento, (iv) inspeção e melhorias nos equipamentos na estação de armazenamento de GLP (gás líquido de petróleo) na Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), e (v) a Companhia recebeu a certificação SPIE (Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos) após a conclusão da auditoria externa pelo IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás) com resultado favorável para as conformidades no ATI.

As atividades implementadas permitem não apenas a continuidade operacional das unidades, mas também ampliam a capacidade operacional dos sistemas, equipamentos e instalações, com impacto positivo sobre a confiabilidade e segurança industrial.

No 3T24, a Companhia realizou a venda de 3.184 mil barris de produtos derivados, redução de 13% em termos anuais (A/A) e -12% T/T. O resultado é justificado pela: (i) menor fator de utilização total (FUT) na refinaria para 85% (-5% T/T) e (ii) menor comercialização de derivados estocados no encerramento do trimestre anterior.

O mix de produtos comercializados está demonstrado no gráfico ao lado, com destaque para: (a) a relevante participação de 54% do *bunker* (VLSFO), com venda da totalidade junto à cliente distribuidor, (b) aumento da participação da Gasolina A (+87% no volume vendido T/T), em razão de maior oferta e melhores estratégias comerciais, e (c) menor nível de exportação de Diesel Marítimo (MGO) (-44% 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.



Comercialização

A Brava monitora as condições comerciais de mercado e se posiciona como um relevante produtor independente de petróleo, gás natural e derivados. A Companhia atende tanto a demanda das regiões onde está localizada, como oferece produtos em escala nacional e internacional através de instalações próprias, sendo essa uma importante vantagem competitiva, principalmente nos ativos produtores *Onshore*.

Upstream

Faturamento	3T24 ¹
Óleo (mil bbl)	3.196
Gás (milhões m ³)	107,5
Total (mil boe)	3.872
Preço médio da venda de óleo (US\$/bbl)	75,2
Preço médio da venda de gás (US\$/MMBTU)	7,3

¹ Considera o ajuste referente à parcela de 37,5% no ativo de Papa-Terra correspondente ao 2T24.

Durante o 3T24, a Companhia realizou a venda de 3.196 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 75,2/bbl, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos, representando 94% do valor de referência do *Brent* médio do período. A venda de gás natural somou 4,0 milhões de MMBTU, a um preço médio de US\$ 7,3/MMBTU². A venda total de óleo e gás natural foi de 3.872 mil barris de óleo equivalente.

Considerando somente a venda para terceiros, a Companhia comercializou 3,0 milhões de MMBTU de gás no 3T24, a um preço médio de US\$ 9,4/MMBTU, equivalente a 11,7% do valor de referência do *Brent*.

O Complexo Potiguar registrou venda de 2.026 mil barris de óleo (bbl), a um preço médio de US\$ 74,5/bbl, e 846,7 milhões de MMBTU, referente a venda de gás *intercompany*.

O Complexo Recôncavo registrou a venda de 302 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 80,9/bbl, e 1.938,1 milhões de MMBTU, a um preço médio de US\$ 7,5/MMBTU, equivalente a 9,4% do valor de referência do *Brent*.

Conforme indicado na sessão "Exercício do Direito de Cessão Compulsória de Participação no Campo de Papa-Terra", a Companhia passou a mensurar nas linhas de resultado do 3T24 apenas os saldos correspondentes à participação de 62,5% no Polo de Papa-Terra. Dessa forma, no 3T24, as receitas referentes a 37,5% da participação originalmente cabível à NTE foram registradas como um crédito na conta de "créditos com parceiros". Sobre o faturamento da Companhia referente ao campo de Papa-Terra no 3T24, deve-se considerar: (i) as vendas realizadas no 3T24 referente à parcela de 62,5% sobre o ativo, as quais correspondem a 304 mil barris de óleo (bbl), a um preço médio de US\$ 73,1/bbl e (ii) a reversão de R\$ 190,3 milhões (correspondente a 523 mil barris de óleo) referente à parcela de receitas originalmente cabível à NTE no 2T24. O faturamento de óleo (3.196 mil barris de óleo) e preço médio (USD 75,2/bbl) indicados no quadro acima já contemplam tal reversão.

O Campo de Atlanta registrou a venda 1.077 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 70,8/bbl. A partir do dia 27 de setembro 2024, inclusive, considera-se a participação de 80% da Companhia no ativo após a venda da participação de 20% para a Westlawn, conforme detalhado na seção Portfólio desse release.

² 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.

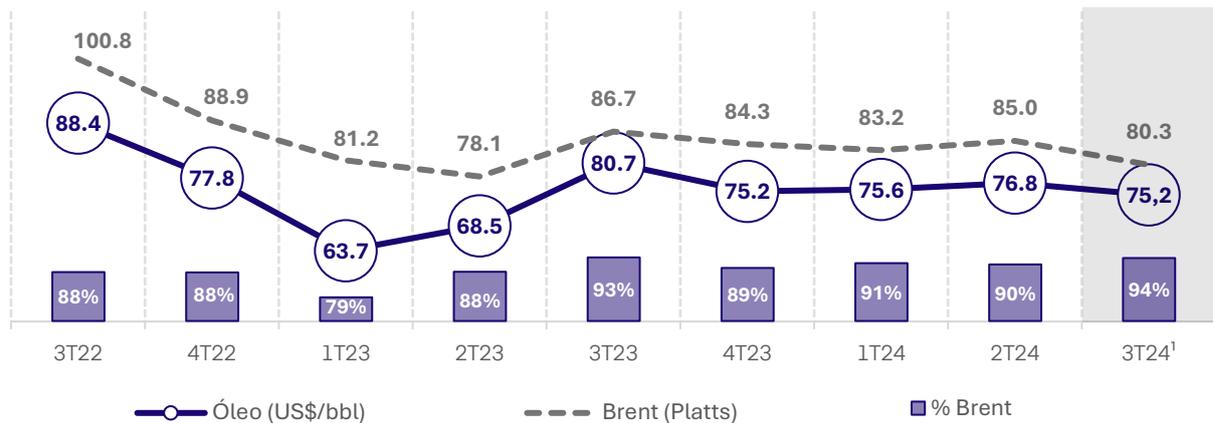
O Polo Peroá registrou 11 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 68,8/bbl, e 1,2 milhões de MMBTU, a um preço médio de US\$ 11,5/MMBTU, equivalente a 14,4% do valor de referência do *Brent*.

No ativo de Manati não há registro de faturamento desde o primeiro trimestre de 2024 devido à paralisação de produção ocorrida em março. Atualmente, a expectativa do operador (Petrobras) do ativo é de retomar a operação durante o 1T25.

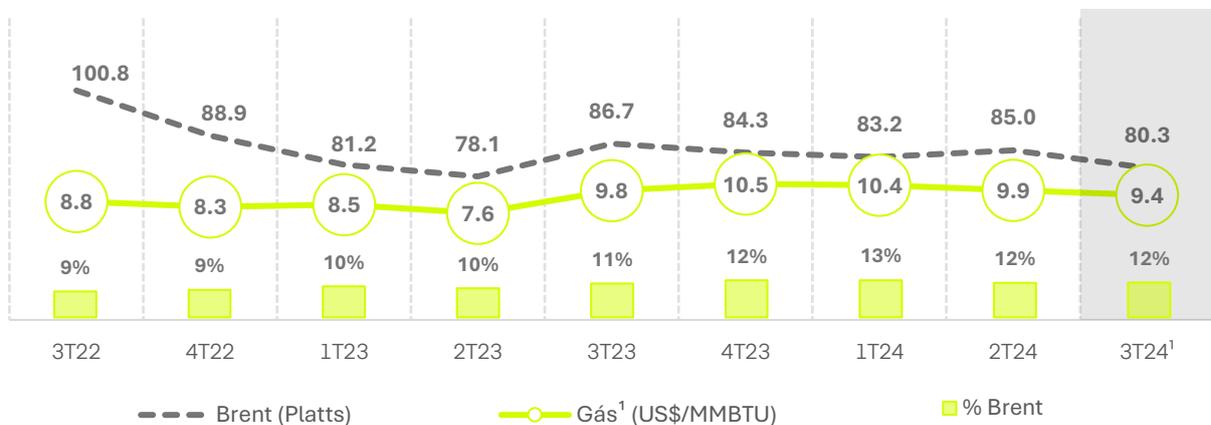
A redução dos volumes de óleo e gás vendidos acompanha a performance operacional, impactada pela parada programada de produção em Papa-Terra, pela produção reduzida e ausência de *offloading* em Atlanta em julho, bem como início de desconexão de poços do FPSO Petrojarl para transferência ao FPSO Atlanta, além da redução pela demanda de gás em Peroá. Outros efeitos referem-se à retração média do preço de referência de *Brent* e a apreciação do dólar americano -5,4% e +6,3% T/T, respectivamente.

O 3T24 é o primeiro trimestre que consolida os resultados comerciais dos ativos combinados após as incorporações da Enauta e Maha Energy, conforme demonstrado nos gráficos abaixo, que apresentam as condições comerciais praticadas pela Companhia da venda de óleo e gás. Nesse contexto, cabe destacar que o aumento de escala do portfólio representa um importante efeito na precificação dos produtos, considerando o acesso a diferentes canais de comercialização e ampliação da base de clientes e tipos de produtos ofertados.

Preço Médio de Venda do Petróleo (US\$/bbl)



Preço Médio de Venda do Gás a Terceiros²



¹ 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.

² Não considera a venda de gás *intercompany*.

O gráfico acima demonstra o comportamento da comercialização de gás, e permite observar a manutenção do patamar competitivo de monetização da molécula vendida pela Companhia a terceiros, registrando 12% do valor de referência do *Brent* no 3T24, por milhão de BTU.

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

Midstream & Downstream

A Companhia é capaz de abastecer de forma independente o mercado regional onde opera, outras regiões do mercado doméstico (via cabotagem) e o mercado internacional (via exportação) a partir das instalações integradas que compõem o Ativo Industrial de Guamaré (AIG), no Estado do Rio Grande do Norte, entre elas a Refinaria Clara Camarão, o Terminal Aquaviário de Guamaré, as Unidades de Processamento de Gás Natural de Guamaré (UPGNs) e o parque que tanques de armazenamento.

Além de produzir petróleo na Bacia Potiguar, a Companhia também adquire petróleo produzido por terceiros na região, sendo todo o volume direcionado para o AIG por meio de oleodutos e/ou carretas, onde a produção recebida é utilizada no abastecimento da refinaria e/ou, alternativamente, na venda direta de petróleo cru a partir do Terminal.

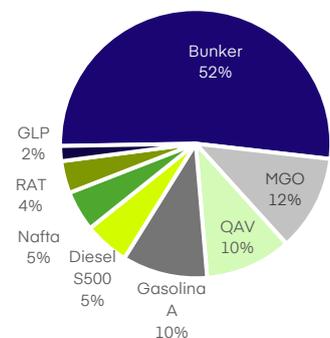
O Terminal é parte fundamental da estrutura integrada no Rio Grande do Norte, uma vez que, em adição à malha de dutos e estrutura para modal rodoviário, permite à Companhia comercializar seus produtos e de terceiros de forma independente, bem como serve de via de entrada para derivados e insumos utilizados no segmento *mid & downstream*.

A composição da receita líquida de produtos derivados do segmento *mid & downstream* no 3T24, de R\$ 1.500,3 milhões, é distribuída conforme demonstrado no gráfico ao lado, e contempla a produção da Companhia e o volume adquirido de terceiros.

Durante o terceiro trimestre de 2024, o desempenho comercial no segmento *mid & downstream* é justificado: (i) pelo menor volume de produtos derivados comercializados, reflexo da redução da taxa de utilização da refinaria em 85% (-5% T/T), e (ii) menor *crack-spread* na venda de RAT (resíduo atmosférico) e GLP, parcialmente compensados (iii) pelo maior *crack-spread* registrado na venda de Gasolina e MGO (diesel marítimo).

A Companhia destaca o esforço na ampliação das regiões de abastecimento pela refinaria, especialmente para colocação dos produtos especificados de forma independente. Nesse sentido, a Companhia concluiu o comissionamento de dois terminais de carregamento rodoviário para comercialização do querosene de aviação (QAV) e diesel S500, além de implementar otimizações operacionais para redução do tempo de carregamento da frota.

Receita Líquida de Derivados 3T24 (%)



Desempenho Financeiro

A Companhia apresenta a seguir os resultados referentes ao terceiro trimestre de 2024 ("3T24"). O detalhamento financeiro e operacional apresentado no ITR e notas explicativas contempla resultados da 3R e da Enauta consolidados desde 1º de agosto de 2024, e consideram, portanto, três meses de resultados da 3R e dois meses de resultados da Enauta.

Para efeitos comparativos, demonstraremos resultados proforma trimestrais, somando os resultados das duas companhias, entre o 1T23 e o 3T24, e incluindo, portanto, o resultado apurado pela Enauta no mês de julho de 2024 na consolidação do 3T24. Os resultados proforma são baseados em informações disponíveis e atribuíveis à combinação de negócios e visam ilustrar o impacto desta combinação 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 2023 e os dados quantitativos operacionais não fazem parte do escopo de revisão dos auditores.

Os resultados proforma refletem o desempenho financeiro dos ativos do portfólio, na proporção da participação detida pela Companhia em cada um deles. 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.

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.

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

Conforme descrito na seção "Exercício do Direito de Cessão Compulsória de Participação no Campo de Papa-Terra", considerando a decisão de 2ª instância, proferida em 16 de agosto de 2024, que reformou parcialmente a decisão de 1º grau no sentido da manutenção do status quo contratual até a análise pelo Tribunal Arbitral, a Companhia passou a mensurar, nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024, apenas os saldos correspondentes à participação de 62,5% da Companhia no Polo de Papa-Terra nas linhas de resultados. Dessa forma, as receitas e gastos referentes a 37,5% da participação originalmente cabível à NTE foram registradas como um crédito na conta "de créditos com parceiros". Conforme nota explicativa 5 das Demonstrações Financeiras, em 30 de setembro de 2024, o saldo da dívida da NTE em favor da Companhia é de R\$ 315,8 milhões. A parcela de 37,5% das receitas originalmente cabíveis à NTE e seus respectivos gastos referentes ao Campo de Papa-Terra (parcela da NTE, em disputa) até 30 de junho de 2024, foram reconhecidos nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024, com a reversão de R\$ 20,9 milhões à débito no resultado e R\$ 50,0 milhões líquido entre ativos e passivos do balanço patrimonial.

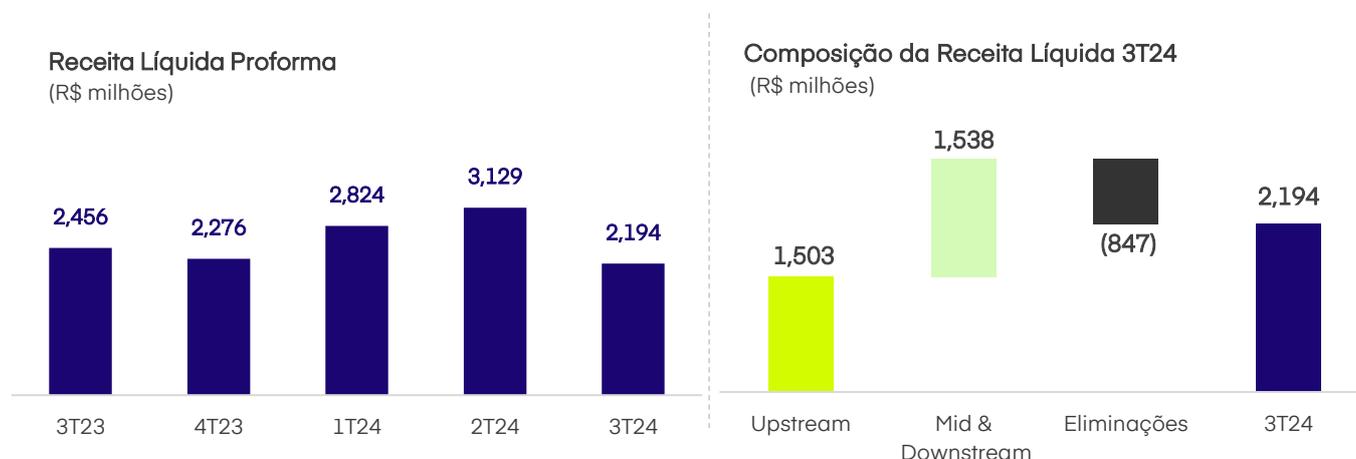
A Companhia apresenta a tabela abaixo com as informações trimestrais referentes ao 3T24, que refletem o desempenho financeiro dos ativos operados, considerando os efeitos explicados acima.

Demonstração de Resultado	Upstream	Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	3T24 Proforma	3T23 Proforma	Δ A/A	2T24 Proforma	Δ T/T	9M24 Proforma	9M23 Proforma	Δ 9M/9M
Em milhões de reais												
Receita Líquida	1.502,9	1.537,8	-	(847,3)	2.193,5	2.456,3	-10,7%	3.129,1	-29,9%	8.146,2	4.732,4	72,1%
Custo do Produto Vendido	(1.056,1)	(1.473,0)	-	813,4	(1.715,7)	(1.884,5)	-9,0%	(2.249,8)	-23,7%	(5.805,9)	(3.325,6)	74,6%
Royalties	(119,2)	-	-	-	(119,2)	(134,6)	-11,4%	(188,7)	-36,8%	(459,4)	(287,2)	60,0%
Lucro Bruto	446,8	64,8	-	(38,9)	477,8	571,8	-16,4%	879,3	-45,7%	2.340,3	1.406,8	66,4%
Despesas G&A	(268,2)	(21,8)	(94,5)	-	(384,4)	(164,3)	2,3x	(233,6)	64,5%	(796,9)	(465,5)	71,2%
Gastos Exploratórios	(16,5)	-	-	-	(16,5)	(93,7)	-82,4%	(21,7)	-23,9%	(42,5)	(157,5)	-73,0%
Outras receitas e despesas operacionais	1.012,3	(6,6)	(4,0)	-	1.001,8	(10,9)	-	(56,3)	-	940,9	(66,3)	-
Lucro Operacional	1.174,5	36,5	(98,4)	(38,9)	1.078,7	302,8	3,6x	567,8	1,9x	2.441,7	717,5	3,4x
Resultado Financeiro Líquido	(81,7)	(12,0)	(142,6)	(0,0)	(236,3)	(757,7)	-68,8%	(1.435,2)	-83,5%	(2.421,1)	(830,1)	2,9x
Resultado antes de impostos	1.092,8	24,5	(241,0)	(38,9)	842,3	(454,9)	-	(867,4)	-	20,6	(112,6)	-
Imposto de renda e contribuição social	(299,2)	(52,5)	(0,0)	7,7	(344,0)	105,0	-	285,3	-1,2x	(125,1)	17,7	-
Lucro Líquido	793,6	(28,0)	(241,0)	(26,2)	498,3	(349,9)	-	(582,1)	-	(104,5)	(94,9)	-
Imposto de renda e contribuição social	(299,2)	(52,5)	(0,0)	7,7	(344,0)	105,0	-	285,3	-	(125,1)	17,7	-
Resultado Financeiro Líquido	(81,7)	(12,0)	(142,6)	(0,0)	(236,3)	(757,7)	-68,8%	(1.435,2)	-83,5%	(2.421,1)	(830,1)	2,9x
Depreciação e Amortização	(491,4)	(18,2)	-	(22,7)	(532,3)	(311,6)	70,8%	(556,6)	-4,4%	(1.627,3)	(811,2)	100,6%
Depreciação e Amortização G&A	(8,1)	1,1	(3,0)	(0,0)	(10,0)	(25,8)	-61,2%	(10,6)	-5,4%	(30,8)	(57,0)	-45,9%
EBITDA	1.674,0	53,5	(95,4)	(11,2)	1.621,0	640,2	2,6x	1.135,0	42,8%	4.099,9	1.585,7	2,6x
Margem EBITDA	111,4%	3,5%	-	-	73,9%	26,1%	47,8 p.p.	36,3%	37,6 p.p.	50,3%	33,5%	16,8 p.p.
Ajustes não recorrentes	(943,1)	1,5	48,1	-	(893,6)	35,0	-	(103,7)	8,6x	(1.097,5)	(124,3)	8,8x
EBITDA Ajustado	730,8	55,1	(47,4)	(11,2)	727,4	675,3	7,7%	1.031,3	-29,5%	3.002,6	1.461,4	2,1x
Margem EBITDA Ajustado	48,6%	3,6%	-	-	33,2%	27,5%	5,7 p.p.	33,0%	0,2 p.p.	36,9%	30,9%	6,0 p.p.

Receita Líquida

Considerando a visão proforma, a Receita Líquida³ no 3T24 da Companhia foi de R\$ 2.193,5 milhões, redução de 10,7% A/A, já considerando a reversão de R\$ 190,3 milhões referente à parcela de receitas originalmente cabível à NTE no 2T24, conforme mencionado na seção “Exercício do Direito de Cessão Compulsória de Participação no Campo de Papa-Terra”. O resultado é composto por: (i) R\$ 1.502,9 milhões registrados no segmento *upstream*, o qual contempla, majoritariamente, a venda de petróleo, gás natural e líquidos do processamento do gás natural, (ii) R\$ 1.537,8 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\$ 847,3 milhões em eliminações, referentes a transações *intercompany*, venda de óleo e gás natural e prestação de serviços entre empresas da Brava.

Nos nove meses de 2024 (9M24), a receita líquida consolidada da Companhia, considerando a visão proforma, acumulou R\$ 8.146,2 milhões, +72,1% A/A, sendo: (i) R\$ 6.073,4 milhões referentes ao segmento *upstream*, (ii) R\$ 4.622,7 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, e (iii) R\$ 2.549,9 milhões em eliminações intragrupo.



³ Considera participação de 35% em Pescada, 62,5% em Papa-Terra, 45% em Manati e 80% em Atlanta a partir de 27 de setembro de 2024, inclusive, anteriormente com 100%.

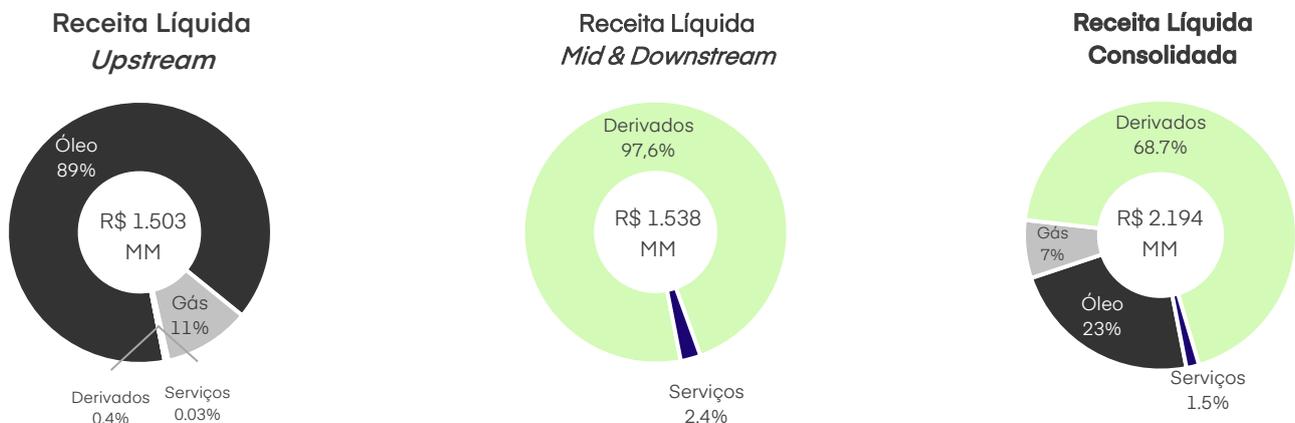
O segmento *upstream* registrou receita líquida de R\$ 1.502,9 milhões no 3T24, crescimento de 5,6% A/A e -20,4% T/T, sendo: (i) R\$ 1.336,9 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 159,1 milhões referentes à venda de gás natural, (iii) R\$ 6,5 milhões referentes à venda de derivados e líquidos do processamento de gás, e (iv) R\$ 0,5 milhão referente à prestação de serviços.

A performance do segmento *upstream* acompanha em grande parte a performance operacional e é explicada: (i) pela parada programada de produção em Papa-Terra, (ii) pelas atividades relacionadas à implantação do FPSO Atlanta, que incluem o início de desconexão de poços do FPSO Petrojarl I para conexão ao novo FPSO, (iii) ausência de produção em Manati (em parada de manutenção) e redução de demanda por gás em Peroá, e (iv) pela retração do *Brent*, na média -5,4% T/T, e a variação positiva da cotação média do dólar americano (+6,3% T/T).

O segmento *mid & downstream* registrou receita líquida de R\$ 1.537,8 milhões no 3T24, aumento de 0,8% A/A e -9,3% T/T, sendo: (i) R\$ 1.500,3 milhões referentes à venda de produtos derivados, e (ii) R\$ 37,6 milhões referentes à prestação de serviços.

A performance do segmento *mid & downstream* é explicada principalmente pela (i) redução na receita de derivados reflexo da menor taxa de utilização da refinaria em 5%, atingindo FUT (Fator de Utilização) de 85%, e (ii) menor crack-spread (diferença entre o valor de venda do produto refinado e o preço de referência do óleo cru) na venda de RAT (resíduo atmosférico) e GLP, parcialmente compensados (iii) pelo maior crack-spread registrado na venda de Gasolina e MGO (diesel marítimo).

De forma consolidada, já considerando os efeitos de eliminações *intercompany*, a receita líquida do 3T24 (R\$ 2.193,5 milhões) é composta pelas seguintes contribuições por produto: (i) R\$ 502,4 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 1.506,1 milhões relacionados à venda de derivados, (iii) R\$ 152,2 milhões oriundos da venda de gás, e (iv) R\$ 32,8 milhões através da prestação de serviços.



No 9M24, na visão proforma e consolidada, já considerando os efeitos de eliminações *intercompany*, a receita líquida registrou R\$ 8.146,2 milhões, +72,1% A/A, composta pelas seguintes contribuições: (i) R\$ 3.019,8 milhões referentes à venda de óleo, (ii) R\$ 4.510,8 milhões relacionados à venda de derivados, (iii) R\$ 500,7 milhões oriundos da venda de gás, e (iv) R\$ 114,9 milhões através da prestação de serviços.

Custos e Despesas (Opex)

O custo dos produtos vendidos (CPV) somou R\$ 1.715,7 milhões no 3T24, -9,0% A/A e -23,7% T/T, já considerando a reversão de R\$ 145,6 milhões referente aos custos atribuídos à parcela de óleo vendida originalmente cabível à NTE no 2T24, conforme mencionado na seção "Exercício do Direito de Cessão Compulsória de Participação no Campo de Papa-Terra". A redução T/T reflete, principalmente a

operação *offshore*, incluindo a parada de produção de Atlanta durante julho, a parada programada em Papa-Terra e a estabilidade nos custos *onshore*.

O segmento *upstream* registrou CPV de R\$ 1.056,1 milhões no 3T24, -3,5% A/A e -28,4% T/T, enquanto o segmento *mid & downstream* apresentou CPV de R\$ 1.473,0 milhões, +8,3% A/A e -11,0% T/T. As eliminações intragrupo somaram R\$ 813,4 milhões, +42,7% A/A e -7,6% 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 vendidos no 3T24.

No 9M24, o CPV somou R\$ 5.805,9 milhões, +74,6% A/A, explicado: (i) pelos custos associados a incorporação do Polo Potiguar ao portfólio, a partir de junho de 2023, incluindo a introdução do segmento *mid & downstream*, (ii) pelos custos associados ao Polo Papa-Terra, relacionados a campanha de recuperação de integridade das instalações e (iii) por maiores custos operacionais, função do aumento orgânico de produção quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

As despesas gerais e administrativas (G&A) somaram R\$ 400,9 milhões no 3T24, +55,4 A/A e +57,0% T/T, considerando os gastos exploratórios ocorridos no período. Em função da combinação de negócios entre 3R e Enauta, foram incorridas despesas de R\$ 210,4 milhões, entre remuneração variável e *fees* (referente à assessoria financeira e jurídica).

Do montante total de G&A, considerando gastos exploratórios, registrado no trimestre, R\$ 284,7 milhões referem-se ao segmento *upstream*, R\$ 21,8 milhões ao segmento *mid & downstream*, e R\$ 94,5 milhões referentes à estrutura corporativa da Companhia.

No comparativo trimestral, tivemos ao final do 2T24 a adoção de procedimento de alocação de despesas entre unidades de negócio (*cost sharing agreement*), razão pela qual, de forma comparativa, houve um aumento na alocação de despesas no segmento *upstream* e redução proporcional no segmento corporativo.

No 9M24, o G&A, considerando os gastos exploratórios, registrou R\$ 839,4 milhões, +34,7% A/A, explicado, tanto pelos efeitos da combinação, acima mencionados, como pela conclusão de aquisição do Polo Potiguar, ocorrida no início de junho de 2023.

Outras receitas e despesas operacionais somaram resultado líquido positivo de R\$ 1.001,8 milhões no 3T24, comparada a uma despesa líquida de R\$ 56,3 milhões no 2T24. O trimestre foi impactado por efeitos sobre os ativos incorporados da Enauta, com a reversão de R\$ 341,4 milhões de provisão para abandono (ARO) de Manati e Atlanta, após remensuração para harmonização da metodologia aplicada aos demais ativos da 3R, e outros R\$ 720,3 milhões referentes ao ganho na venda de 20% de participação na Concessão BS-4 à Westlawn. Estes efeitos foram parcialmente compensados por despesa de R\$ 68,4 milhões incorridas pela disponibilidade (*stand by*) da sonda de perfuração em Papa-Terra, que permaneceu aguardando licença ambiental para perfuração do poço PPT-52 durante o trimestre.

No 9M24, as outras receitas e despesas operacionais registraram resultado líquido positivo de R\$ 940,9 milhões. Esse resultado reflete os mesmos impactos do trimestre acima explicados (sendo que a despesa com sonda somou R\$ 116,3 milhões), além da reversão parcial da provisão de despesas junto ao antigo controlador, R\$ 27,5 milhões, referente à apropriação de créditos fiscais oriundos do Grupo Ouro Preto.

Lucro Bruto e Operacional

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 3T24 com lucro bruto de R\$ 477,8 milhões, -16,4% A/A e -45,7% T/T, dos quais: (i) R\$ 446,8 milhões de contribuição do segmento *upstream*, e (ii) R\$ 64,8 milhões oriundos do segmento *mid & downstream*, descontados de (iii) R\$ 33,9 milhões em eliminações *intercompany*.

O lucro operacional registrou R\$ 1.078,7 milhões no 3T24, +3,6x A/A e +1,9x T/T, sendo: (i) R\$ 1.174,5 milhões referentes ao segmento *upstream*, (ii) R\$ 36,5 milhões de contribuição do segmento *mid & downstream*, reduzidos de (iii) R\$ 98,4 milhões referentes ao segmento corporativo, e (iv) R\$ 33,9 milhões em eliminações *intercompany*.

No 9M24, o lucro bruto acumulou R\$ 2.340,0 milhões, +66,4% A/A, enquanto o lucro operacional registrou R\$ 2.441,7 milhões, +3,4x A/A.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro líquido do 3T24 foi negativo em R\$ 236,4 milhões, comparado a um resultado negativo de R\$ 757,7 milhões no 3T23 e negativo em R\$ 1.435,2 milhões no trimestre anterior. A performance do 3T24 é explicada principalmente por efeitos do câmbio, sendo que o dólar fechou em cotação menor no 3T24 (R\$ 5,45; -2,0%) em relação ao 2T24 (R\$ 5,56), impactando diretamente a atualização monetária da posição dolarizada das debêntures, gerando uma melhora de R\$ 676,6 milhões no resultado, além de ganho líquido de R\$ 155 milhões em variação cambial, que se beneficia da posição em caixa dolarizado da Enauta.

O resultado financeiro líquido com efeito caixa somou despesa de R\$ 447,1 milhões no 3T24. O desempenho é explicado: (a) pelo pagamento de R\$ 406,4 milhões referentes ao serviço de dívidas contratadas, (b) pelo resultado líquido positivo de aplicações financeiras, R\$ 52,8 milhões, e (c) pela desvalorização das ações em tesouraria, R\$ 93,5 milhões.

Nos 9M24, o resultado financeiro líquido acumulou despesa de R\$ 2.421,2 milhões, comparado a uma despesa de R\$ 830,1 milhões no período de 9M23, explicado por maior despesa de juros com debêntures da 4ª emissão da 3R (emissão de R\$900 milhões em fevereiro de 2024), da 3ª e 4ª emissão da Enauta (emissão de R\$2.700,0 milhões em junho 2024) e do *notes* (R\$ 500,0 milhões emitidos em janeiro de 2024).

No que se refere à estratégia de *hedge*, a Companhia encerrou o terceiro trimestre com instrumentos derivativos contratados para proteção do preço do petróleo, *hedge* de petróleo, equivalentes a 6.162 mil barris de petróleo em um horizonte de 21 meses, dos quais: (i) NDF, cobertura para 565 mil barris a um preço médio de US\$ 77,7 por barril, e (ii) *Collar*, estrutura de *zero cost collar*, compra de opção PUT e venda de opção Call, para 5.597 mil barris, com piso médio de US\$ 57,3 e teto médio de US\$ 90,8 por barril. 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 3T24.

Hedge	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio	Vencimento	Hedge	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio	Vencimento	
NDF				Collar		Put	Call	
	373	\$ 78,4	4T24		780	\$ 53,5	\$ 96,9	4T24
	170	\$ 76,7	1T25		943	\$ 53,6	\$ 96,1	1T25
	22	\$ 74,5	2T25		1.126	\$ 53,8	\$ 92,2	2T25
	-	-	-		683	\$ 65,9	\$ 86,0	3T25
	-	-	-		825	\$ 57,5	\$ 88,2	4T25
	-	-	-		815	\$ 61,2	\$ 85,1	1T26
	-	-	-		425	\$ 60,9	\$ 87,7	2T26
Total	565	\$ 77,7	-	Total	5.597	\$ 57,3	\$ 90,8	-

Imposto de Renda e Contribuição Social

O Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL) registraram despesa de R\$ 344,0 milhões no 3T24, comparado ao crédito de R\$ 105,0 milhões no mesmo período do ano anterior, e crédito de R\$ 285,3 milhões no 2T24. O resultado do trimestre é justificado pelo aumento do imposto de renda e contribuição social correntes, em razão do resultado positivo antes de impostos, especialmente pelo ganho apurado na conclusão da transação de venda de 20% de participação em Atlanta. A redução dos volumes produzidos no trimestre implica em menor utilização do benefício fiscal do lucro da produção, aplicável a determinados ativos do portfólio.

No 9M24, as despesas com imposto de renda e contribuição social somaram R\$ 125,1 milhões, comparados ao crédito de R\$ 17,7 milhões no mesmo período do ano anterior. A performance do 9M24 é explicada pelo aumento do lucro operacional em 3,4x entre períodos, especialmente em função do aumento da participação do segmento *upstream*, compensado pelo aumento das despesas financeiras, porém resultando em resultado positivo antes dos impostos (R\$ 20,6 milhões) antes prejuízo antes dos impostos nos 9M23 (R\$ 112,6 milhões).

Lucro Líquido

A Companhia encerrou o terceiro trimestre proforma com lucro líquido consolidado de R\$ 498,3 milhões, comparado ao prejuízo de R\$ 349,9 milhões no mesmo período do ano anterior, e revertendo prejuízo líquido de R\$ 582,1 milhões no 2T24.

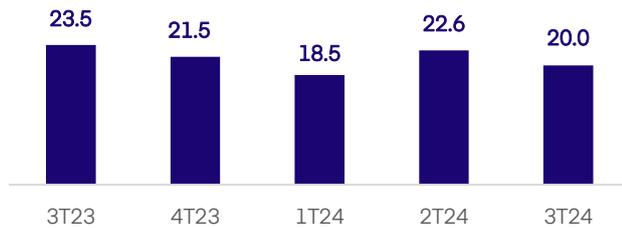
Lifting Cost

A Companhia registrou custo de extração (*lifting cost*) médio ponderado de US\$ 20,0/boe no 3T24, -14,7% A/A e -11,3% T/T, considerando as operações *onshore* nos Complexos Potiguar⁴ e Recôncavo, e os ativos *offshore*, Polos Papa-Terra, Atlanta, Peroá, Manati⁵ e Pescada. No segmento *onshore*, o custo de extração (*lifting cost*) registrou US\$ 20,4/boe no 3T24, +2,1% T/T, enquanto na operação *offshore* o indicador aferiu US\$ 19,4/boe, -25,0% T/T. Para efeito de análise, se desconsiderarmos o custo de afretamento da Enauta, o custo de extração (*lifting cost*) *offshore* ficaria em US\$ 13,4/boe, reduzindo o custo de extração (*lifting cost*) integrado da Companhia para US\$ 17,9/boe no 3T24.

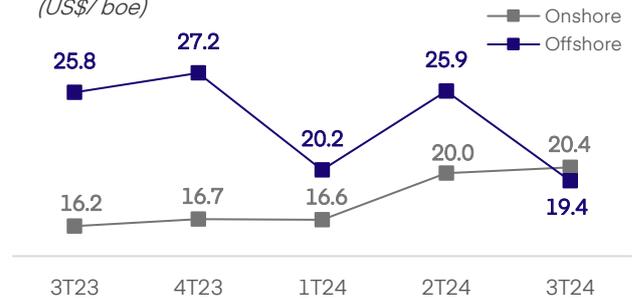
⁴ Não considera 35% do Polo Pescada, operado pela Petrobras

⁵ No 3T24 não houve produção no ativo de Manati.

Lifting Cost
Proforma (US\$/ boe)



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



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

A redução de *lifting cost* registrada no trimestre reflete, principalmente a operação *offshore*: (i) a menor participação do Polo Papa-Terra na consolidação do indicador, devido menor produção do trimestre por conta de parada programada, (ii) redução nos custos de extração em Atlanta. O *lifting cost onshore* permaneceu estável entre trimestres.

O Complexo Potiguar apresentou *lifting cost* médio de US\$ 20,0/boe no 3T24, +1,5% T/T, justificado principalmente por maior custo de energia, especialmente em Canto do Amaro e Alto Rodrigues, parcialmente compensado por menores custos relacionados à regularização de licenças ambientais, com destaque para Alto Rodrigues e Macau.

O Complexo Recôncavo registrou *lifting cost* médio de US\$ 21,6/boe no 3T24, +3,4% T/T. O desempenho é explicado, principalmente, por maiores custos de manutenção em Rio Ventura.

O Polo Papa-Terra reportou US\$ 28,8/boe de *lifting cost* médio no 3T24, -17,9% T/T. A performance é explicada pela parada programada, que implica em: (i) menores custos de operação e manutenção (O&M), (ii) menor consumo de combustível, (iii) menores custos de embarque, inclusive por limitação de POB, em função de demandas da ANP, e (iv) maior absorção de custos de reparo, manutenção e embarcações de apoio em custos capitalizados durante o trimestre.

Em Atlanta, o *lifting cost* registrado foi de US\$ 19,2/boe no 3T24, -16,1% T/T, em razão de menores custos de extração no período.

O Polo Peroá encerrou o 3T24 com *lifting cost* médio de US\$ 8,5/boe, +29,4% T/T. O resultado é reflexo de maiores custos de operação e manutenção e embarque, bom como menor capacidade de diluição de custos em função de menor produção de gás durante o trimestre.

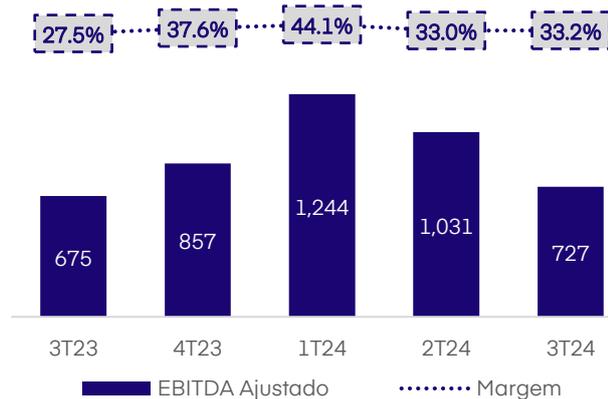
Já no ativo de Manati não houve registro de *lifting cost* devido à ausência de produção, sendo prevista para retornar no 1T25.

EBITDA Ajustado

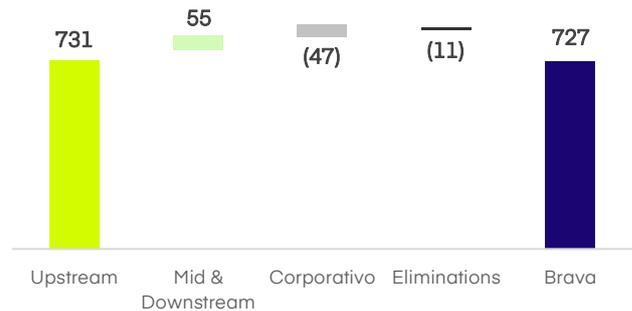
O EBITDA Ajustado na visão proforma totalizou R\$ 727,4 milhões no terceiro trimestre de 2024, +7,7% A/A e -29,5% T/T. Esse resultado reflete: (i) a contribuição de R\$ 730,8 milhões registrados no segmento *upstream*, (ii) o resultado positivo de R\$ 55,1 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, (iii) resultado negativo de R\$ 47,4 milhões referentes ao segmento corporativo, e (iv) ajuste negativo de R\$ 11,1 milhões em eliminações *intercompany*.

No trimestre, os ajustes não-recorrentes somaram R\$ 893,6 milhões no EBITDA sendo: (i) R\$ 720,3 milhões referente ao ganho na transação com a Westlawn, (ii) R\$ 341,4 milhões de reversão de provisão de despesa de abandono de ativos, (iii) R\$ 111,8 milhões de reversão de ajustes atrelados ao IFRS da empresa incorporada Enauta, parcialmente compensados por (iv) R\$ 210,4 milhões de despesas não-recorrentes relacionadas à operação de incorporação da Enauta e Maha Energy, (v) R\$ 68,4 milhões de despesas referentes à disponibilidade (*stand by*) de sonda de perfuração no Polo Papa-Terra, que permaneceu aguardando licença ambiental para perfuração do poço PPT-52, e (vi) R\$ 1,2 milhões referentes à baixa de poços. O EBITDA consolidado do 3T24 somou R\$ 1.621,0 milhões, +2,0x (103,1%) T/T.

Ebitda Ajustado e Margem Ebitda Ajustada Proforma (R\$ milhões)



Composição do EBITDA Ajustado 3T24 (R\$ milhões)



A margem EBITDA Ajustada consolidada na visão proforma registrou 33,2% no 3T24, +5,7 p.p. A/A e 0,2 p.p. T/T. A performance do trimestre é justificada (i) pela melhora em 2,8 p.p. na contribuição do segmento *Upstream*, sendo que apesar da redução de volumes produzidos entre os trimestres, o *lifting cost* teve melhora e parte dos custos incorridos no trimestre foi capitalizada, em função de paradas programadas e (ii) e pela estabilidade na contribuição do segmento *mid & downstream*.

Em uma análise por unidade de negócio, sem considerar o segmento corporativo e as eliminações *intercompany*, o segmento *upstream* registrou margem EBITDA Ajustada de 48,6% no 3T24, +5,1 p.p. A/A e +2,8 p.p. T/T, enquanto o segmento *mid & downstream* aferiu margem de 3,6%, -8,0 p.p. A/A e +0,5 p.p. T/T.

Nos primeiros nove meses de 2024, o EBITDA Ajustado da Companhia acumulou R\$ 3.002,4 milhões, +2,1x (105,5%) A/A, sendo: (i) R\$ 3.188,9 milhões referentes à contribuição do segmento *upstream*, e (ii) R\$ 166,1 milhões referentes ao segmento *mid & downstream*, parcialmente compensados por (iii) R\$ 91,7 milhões negativos, referentes à estrutura corporativa e (iv) R\$ 49,7 milhões em eliminações *intercompany*.

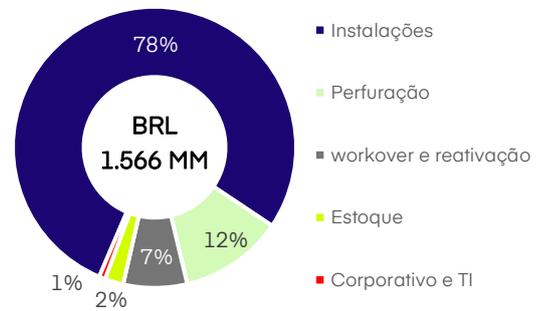
A margem EBITDA Ajustada consolidada registrou 36,9% nos primeiros nove meses de 2024, +6,0 p.p. A/A. O desempenho é explicado, principalmente, pelo aumento em 2,2x da produção média de óleo em Atlanta, de 6,8 kbbbl/dia para 15,3 kbbbl/dia, pela melhora em +9,3 p.p. na margem de contribuição do Complexo Recôncavo.

Capex

A Brava registrou capex de R\$ 1.566,2 milhões ou US\$ 282,6 milhões no 3T24, +71,5% A/A e +3,1% T/T em reais, considerando uma base histórica proforma com as duas empresas combinadas. Neste trimestre o capex foi aplicado principalmente ao Sistema Definitivo de Atlanta, na fase final de instalações *subsea*, pela intensificação das atividades de recuperação de instalações no Polo Papa-Terra e por investimentos em perfuração nos Complexos Potiguar e Recôncavo, em razão da continuidade das campanhas.

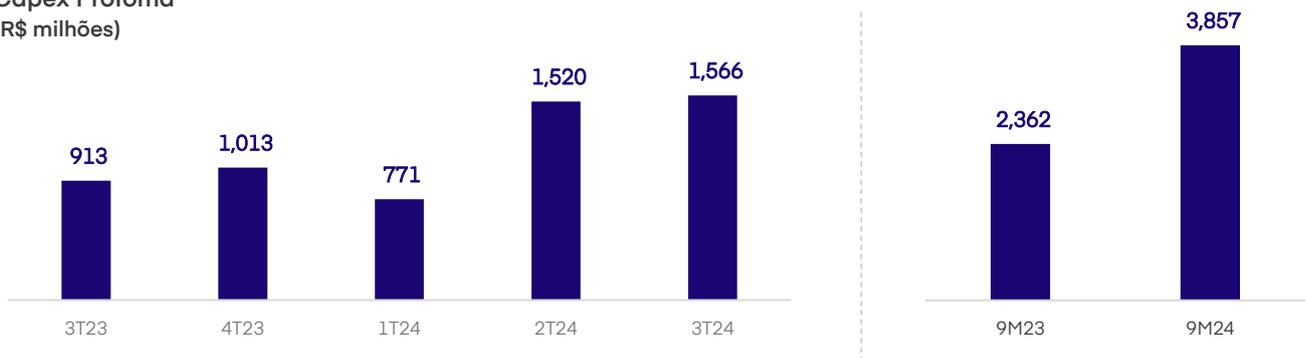
Ao analisar pela natureza dos investimentos, o valor de capex no 3T24 foi direcionado para: (i) projetos de revitalização e ampliação da infraestrutura de produção, R\$ 1.222,1 milhões, representando 78% do total registrado no período, dos quais R\$ 836,5 milhões destinados ao Sistema Definitivo de Atlanta, (ii) atividades de *workover* e reativação de poços, R\$ 114,0 milhões, correspondente a 7,3%, (iii) atividades relacionadas às campanhas de perfuração, R\$ 185,7 milhões, referente a 11,9%, (iv) utilização de materiais para estoque, R\$ 33,4 milhões, com representatividade de 2,1%, e (v) R\$ 10,9 milhões em projetos corporativos, incluindo TI e telecom, o que corresponde a 0,7%.

Capex por atividade 3T24



Em termos de unidade de negócio, R\$ 1.531,1 milhões do capex aplicados no 3T24 foram alocados no segmento *upstream*, enquanto R\$ 27,5 milhões aplicados no segmento *mid & downstream*. A parcela complementar de R\$ 7,6 milhões foi consumida no segmento corporativo.

Capex Proforma (R\$ milhões)



Considerando a visão proforma, no 9M24 a aplicação de capex acumulou R\$ 3.856,5 milhões ou US\$ 735,3 milhões, +63,3% A/A em reais, concentrado principalmente no projeto de desenvolvimento do Sistema Definitivo de Atlanta, com aproximadamente, 50% do capex realizado nos primeiros nove meses proforma da Companhia.

Fluxo de Caixa Direto Proforma

O Fluxo de Caixa Direto Proforma considera os saldos de todos os meses que compõe o trimestre das companhias combinadas após a operação realizada no dia 01 de julho de 2024.

O caixa líquido proforma consumiu pelas atividades operacionais o montante de R\$ 107,7 milhões no 3T24, já considerando o resultado positivo de R\$ 6,3 milhões referentes ao ajuste de contratos de *hedge* de petróleo. A performance do trimestre é explicada: (i) pelo menor volume de produtos vendidos, que reflete a parada de produção em Papa-Terra nos meses de agosto e setembro, (ii) gastos relacionados a combinação de negócios com a Enauta e Maha, (iii) pelo inadimplemento de obrigações por parte do parceiro.

Importante mencionar que os efeitos acima destacados não consideram os impactos: (i) saldo de obrigações financeiras a receber do parceiro de Papa-Terra, Nova Técnica Energy Ltda, aproximadamente de R\$ 315,8 milhões, e (ii) saldo de R\$ 81,0 milhões a receber da Petrobras, referentes ao reembolso do abandono de poços realizados no Polo Papa-Terra.

As atividades de investimentos proforma geraram R\$ 443,4 milhões do caixa no 3T24, decorrente pelo recebimento de R\$ 1.287,1 milhões da Westlawn referente à alienação de 20% na Concessão BS-4 que inclui os campos de Atlanta e de Oliva, parcialmente compensado pela aplicação de capex R\$ 843,6 no período. Neste trimestre não houve desembolsos relacionados aos compromissos assumidos pelas aquisições.

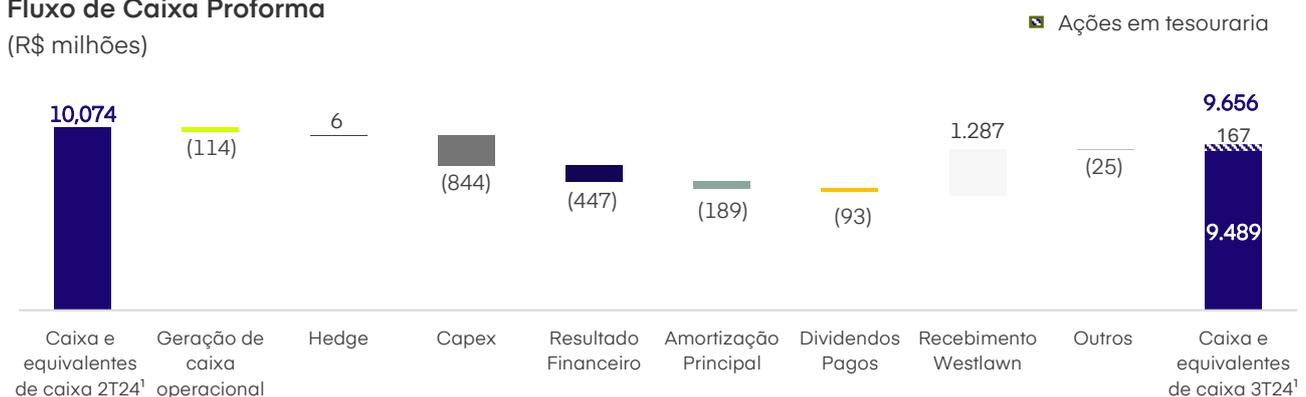
Em consequência à dinâmica acima apresentada, a geração de caixa livre proforma (geração de caixa operacional proforma descontado do investimento (capex) gerou R\$ 335,7 milhões no 3T24.

As atividades de financiamentos proforma consumiram R\$ 921,0 milhões no 3T24. O desempenho é explicado: (i) pelo pagamento de R\$ 635,6 milhões referentes ao serviço de dívidas contratadas, (ii) pelo pagamento de dividendos em R\$ 92,6 milhões, e (iii) pelas ações em tesouraria em R\$ 167,4 milhões.

Em consequência à dinâmica acima apresentada, o caixa líquido registrou um consumo de R\$ 585,4 milhões no trimestre.

Fluxo de Caixa Proforma

(R\$ milhões)



¹ O montante de caixa e equivalentes de caixa considera os saldos de aplicações financeiras e do caixa restrito.

Estrutura de Capital

A Companhia encerrou o 3T24 com posição de caixa e equivalentes de caixa, incluindo saldo de aplicações financeiras e caixa restrito, de R\$ 9.488,9 milhões, -5,8% T/T, ou US\$ 1.741,7 milhões, -3,9% T/T em dólar americano. Esse resultado é explicado, principalmente: (i) pela menor geração de caixa

operacional devido a parada programada em Papa-Terra, (ii) por pagamentos relacionados à aplicação de investimentos (capex), (iii) pelo pagamento do serviço da dívida, (iv) pelo inadimplemento financeiro da NTE em Papa-Terra, parcialmente compensados (v) pelo recebimento de R\$ 1.287,1 milhões da Westlawn referente à aquisição de 20% na Concessão BS-4 que inclui os campos de Atlanta e de Oliva.

A dívida bruta⁶, incluindo a dívida da 3R Lux no valor de R\$2.764,9, encerrou o 3T24 em R\$ 16.789,1 milhões, -1,4% T/T, ou US\$ 3.081,7 milhões, +0,6% T/T. O resultado é explicado pela atualização monetária de debêntures, juros incorridos e efeitos de variação cambial sobre a parcela dolarizada de instrumentos de dívida.

Os recursos captados através da emissão de Notes (*Bond*) pela 3R Lux, US\$ 500 milhões, estão aplicados pela subsidiária, sendo que a referida aplicação financeira (TRS 3R Lux) é uma garantia da emissão de debêntures realizada pela 3R Potiguar para financiamento do Polo Potiguar.

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 3T24 com dívida líquida de R\$ 7.300,2 milhões, +5,0% T/T, ou US\$ 1.340,0 milhões, +7,1% T/T.

Adicionalmente à dívida financeira acima reportada, a Companhia possui compromissos (*earn-outs*) relacionados à aquisição de ativos do portfólio, incluindo parcelas diferidas e contingentes, conforme tabela abaixo⁷. Em relação aos compromissos contingentes, estes estão vinculados a valor médio do *Brent*, performance operacional e/ou declaração de comercialidade de ativo. No encerramento de 3T24, os compromissos a pagar por aquisições somavam R\$ 1.758,0 milhões, -1,8% T/T, ou US\$ 322,7 milhões, +0,2% T/T.

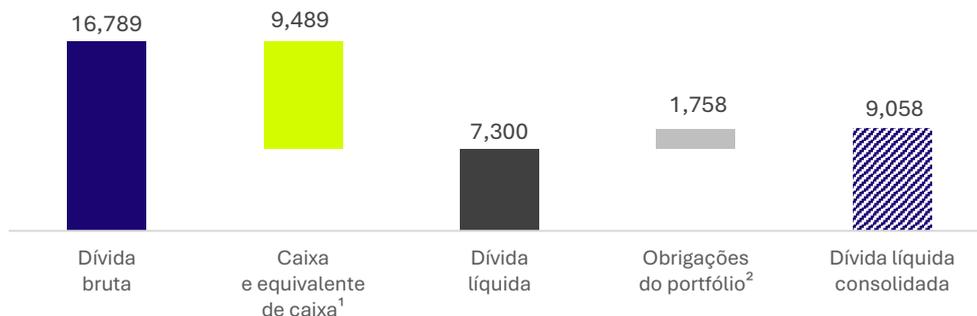
Ativos	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Em milhões de Reais						
Peroá (WI 100%)	83	142				221
Papa-Terra (WI 62,5%)	182	22	40	99	98	442
Potiguar	386	363	346	-	-	1.095
Total de Pagamentos	651	524	386	99	98	1.758
Contingente	265	161	40	99	98	465
Diferido	386	363	346	-	-	1.095

Por consequência, a Companhia encerrou o trimestre com dívida líquida consolidada de R\$ 9.058,2 milhões +3,6%, ou US\$ 1.662,6 milhões +5,7% T/T.

⁶ Não considera R\$ 216,1 milhões em arrendamentos.

Endividamento

(R\$ milhões)



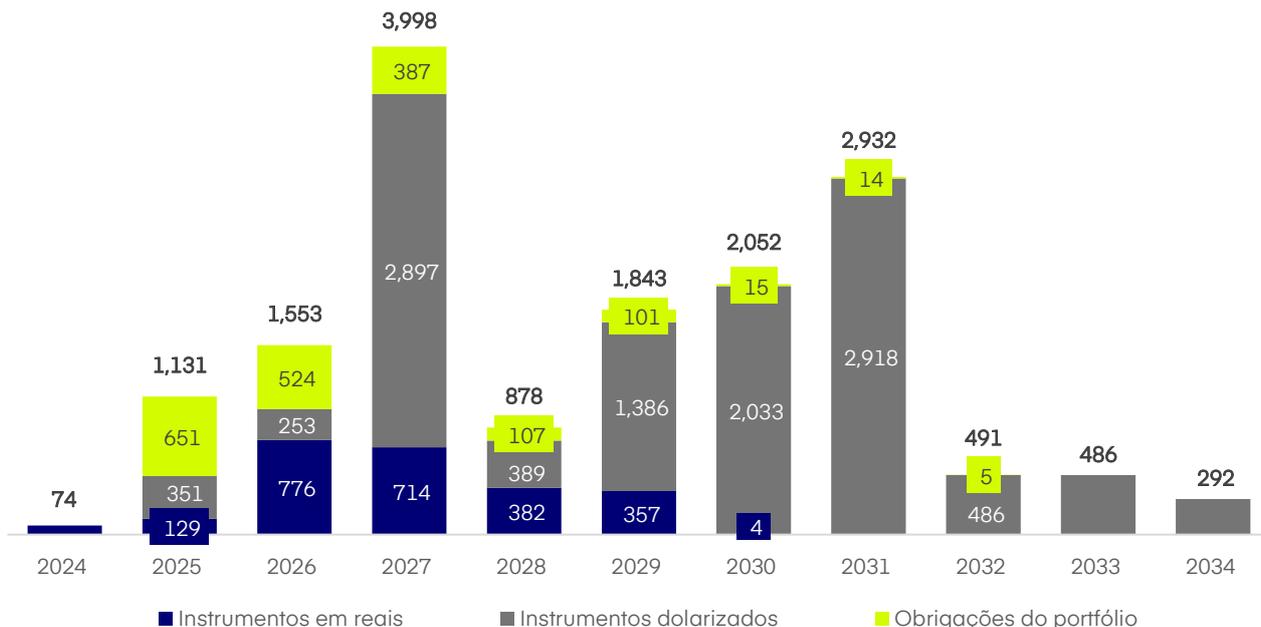
¹ O montante de caixa e equivalente de caixa inclui os saldos de aplicações financeiras e do caixa restrito.

² Valor dos compromissos referentes à aquisição de ativos atualizado em 30 de setembro de 2024.

O gráfico abaixo apresenta, na visão combinada após incorporações, o perfil de amortização das dívidas e compromissos a pagar por aquisições, no encerramento do terceiro trimestre de 2024 da Brava Energia.

Perfil de Amortização⁸

(R\$ milhões)



Considerando a metodologia estabelecida nos instrumentos de dívida para fins de *covenant*, a Companhia encerrou o 3T24 com alavancagem (dívida financeira líquida consolidada dividida pelo EBITDA 12M Ajustado) de 2,7x, patamar controlado dentro do parâmetro máximo de 3,0x exigido nos contratos de dívida.

No 3T24, obtivemos a melhoria dos *ratings* pela Fitch, para AA- no rating nacional de longo prazo, com perspectiva estável, e pela S&P, para brAA- em escala nacional, com perspectiva positiva, o que permitirá captura de sinergias financeiras.

⁸ Considera o montante referente ao principal dos instrumentos de dívida e os compromissos de aquisição consolidados, excluindo a debênture emitida pela 3R Potiguar em que é garantida pela aplicação financeira (TRS) da 3R Lux.

Anexo I – Demonstração de Resultado Detalhada Proforma

Demonstração de Resultado	Upstream						Upstream	Mid & Downstream	Corporativo	Eliminações	3T24 Proforma	3T23 Proforma	Δ A/A	2T24 Proforma	Δ T/T	9M24 Proforma	9M23 Proforma	Δ 9M/9M
	Complexo Potiguar	Complexo Recôncavo	Papa-Terra	Atlanta	Peroá	Manati												
<i>Em milhões de reais</i>																		
Receita Líquida	839,9	223,6	(67,2)	422,7	83,8	-	1.502,9	1.537,8	-	(847,3)	2.193,5	2.456,3	-10,7%	3.129,1	-29,9%	8.146,2	4.732,4	72,1%
Custo do Produto Vendido	(446,0)	(174,1)	32,2	(377,6)	(55,6)	(35,0)	(1.056,1)	(1.473,0)	-	813,4	(1.715,7)	(1.884,5)	-9,0%	(2.249,8)	-23,7%	(5.805,9)	(3.325,6)	74,6%
Royalties	(74,0)	(13,2)	(1,6)	(28,3)	(2,1)	-	(119,2)	-	-	(119,2)	(134,6)	(188,7)	-11,4%	(188,7)	-36,8%	(459,4)	(287,2)	60,0%
Lucro Bruto	393,9	49,5	(34,9)	45,1	28,2	(35,0)	446,8	64,8	-	(33,9)	477,8	571,8	-16,4%	879,3	-45,7%	2.340,3	1.406,8	66,4%
Despesas G&A	(90,0)	(27,4)	(11,8)	(131,1)	(7,5)	(0,3)	(268,2)	(21,8)	(94,5)	-	(384,4)	(164,3)	2,3x	(233,6)	64,5%	(796,9)	(465,5)	71,2%
Gastos Exploratórios	-	-	-	(16,5)	-	-	(16,5)	-	-	-	(16,5)	(93,7)	-82,4%	(21,7)	-23,9%	(42,5)	(157,5)	-73,0%
Outras receitas e despesas operacionais	(3,9)	0,5	(71,3)	1.014,8	-	72,3	1.012,3	(6,6)	(4,0)	-	1.001,8	(10,9)	-	(56,3)	-	940,9	(66,3)	-
Lucro Operacional	300,0	22,6	(118,1)	912,4	20,7	36,9	1.174,5	36,5	(98,4)	(33,9)	1.078,7	302,8	3,6x	567,8	1,9x	2.441,7	717,5	3,4x
Resultado Financeiro Líquido	11,9	13,5	3,9	(100,8)	(7,6)	(2,7)	(81,7)	(12,0)	(142,6)	(0,0)	(236,3)	(757,7)	-68,8%	(1.435,2)	-83,5%	(2.421,1)	(830,1)	2,9x
Resultado antes de impostos	311,9	36,1	(114,2)	811,6	13,1	34,2	1.092,8	24,5	(241,0)	(33,9)	842,3	(454,9)	-	(867,4)	-	20,6	(112,6)	-
Imposto de renda e contribuição social	(34,5)	(7,9)	31,3	(288,1)	-	-	(299,2)	(52,5)	(0,0)	7,7	(344,0)	105,0	-	285,3	-1,2x	(125,1)	17,7	-
Lucro Líquido	277,4	28,2	(82,9)	523,5	13,1	34,2	793,6	(28,0)	(241,0)	(26,2)	498,3	(349,9)	-	(582,1)	-	(104,5)	(94,9)	-
Imposto de renda e contribuição social	(34,5)	(7,9)	31,3	(288,1)	-	-	(299,2)	(52,5)	(0,0)	7,7	(344,0)	105,0	-	285,3	-	(125,1)	17,7	-
Resultado Financeiro Líquido	11,9	13,5	3,9	(100,8)	(7,6)	(2,7)	(81,7)	(12,0)	(142,6)	(0,0)	(236,3)	(757,7)	-68,8%	(1.435,2)	-83,5%	(2.421,1)	(830,1)	2,9x
Depreciação e Amortização	(106,2)	(49,0)	(1,7)	(311,8)	(15,1)	(7,5)	(491,4)	(18,2)	-	(22,7)	(532,3)	(311,6)	70,8%	(556,6)	-4,4%	(1.627,3)	(811,2)	100,6%
Depreciação e Amortização G&A	(5,0)	(1,7)	(0,5)	(0,6)	(0,4)	-	(8,1)	1,1	(3,0)	(0,0)	(10,0)	(25,8)	-61,2%	(10,6)	-5,4%	(30,8)	(57,0)	-45,9%
EBITDA	411,2	73,3	(115,9)	1.224,7	36,2	44,5	1.674,0	53,5	(95,4)	(11,2)	1.621,0	640,2	2,5x	1.135,0	42,8%	4.099,9	1.585,7	2,6x
Margem EBITDA	49,0%	32,8%	-	-	43,2%	-	111,4%	3,5%	-	-	73,9%	26,1%	47,8 p.p.	36,3%	37,6 p.p.	50,3%	33,5%	16,8 p.p.
Ajustes não recorrentes	35,3	11,7	77,7	(990,1)	3,1	(80,8)	(943,1)	1,5	48,1	-	(893,6)	35,0	-	(103,7)	8,6x	(1.097,5)	(124,3)	8,8x
EBITDA Ajustado	446,5	85,0	(38,2)	234,6	39,3	(36,3)	730,8	55,1	(47,4)	(11,2)	727,4	675,3	7,7%	1.031,3	-29,5%	3.002,5	1.461,4	2,1x
Margem EBITDA Ajustado	53,2%	38,0%	-	55,5%	46,9%	-	48,6%	3,6%	-	-	33,2%	27,5%	5,7 p.p.	33,0%	0,2 p.p.	36,9%	30,9%	6,0 p.p.

Anexo II – Tabela Produção

Portfólio	3T23	4T23	1T24	2T24	3T24	Δ T/T	Δ A/A
Produção Total Bruta boe/d ⁽¹⁾	48.998	63.626	72.045	59.556	51.721	-13,2%	5,6%
Óleo bbl/d	35.619	47.316	55.882	48.610	41.205	-15,2%	15,7%
Complexo Potiguar	23.490	23.463	23.448	23.456	22.157	-5,5%	-5,7%
Complexo Recôncavo	3.294	3.824	3.897	3.701	3.298	-10,9%	0,1%
Papa-Terra	8.109	10.221	7.970	8.053	3.543	-56,0%	-56,3%
Atlanta	515	9.605	20.388	13.257	12.104	-8,7%	23,5
Peroá	160	129	118	144	103	-28,3%	-35,7%
Manati	51	73	61	-	-	-	-
Gás boe/d ⁽³⁾	13.379	16.310	16.163	10.946	10.516	-3,9%	-21,4%
Complexo Potiguar	1.647	1.639	2.005	1.866	1.800	-3,5%	9,3%
Complexo Recôncavo	4.244	5.363	5.389	5.336	5.493	2,9%	29,4%
Papa Terra	242	374	369	349	163	-53,3%	-32,5%
Atlanta	22	401	863	566	534	-5,6%	24,2
Peroá	3.567	3.313	3.274	2.829	2.526	-10,7%	-29,2%
Manati	3.657	5.221	4.263	-	-	-	-