

BRAVA

BRAV3 | Apresentação de Resultados 1T25



Esta apresentação pode conter declarações prospectivas sobre eventos futuros que não são baseadas em fatos históricos e não são garantias de resultados futuros. Essas declarações prospectivas apenas refletem as visões e estimativas atuais da Companhia sobre futuras circunstâncias econômicas, condições da indústria, desempenho da Companhia e resultados financeiros. Termos como "antecipar", "acreditar", "esperar", "prever", "pretender", "planejar", "projetar", "buscar", "deveria", junto com expressões semelhantes ou análogas, são usados para identificar tais declarações prospectivas.

Os leitores são alertados de que essas declarações são apenas projeções e podem diferir materialmente dos resultados ou eventos futuros reais. Aos leitores estão disponibilizados os documentos arquivados pela Companhia na CVM, especificamente o Formulário de Referência mais recente da Companhia, que identificam importantes fatores de risco que podem fazer com que os resultados reais sejam diferentes daqueles contidos nas declarações prospectivas, incluindo, entre outros, riscos relacionadas às condições econômicas e comerciais gerais, incluindo petróleo bruto, taxa de câmbio, incertezas inerentes às estimativas de nossas reservas de petróleo e gás, situação política, econômica e social internacional e no Brasil, recebimento de aprovações e licenças governamentais e nossa capacidade de gestão do negócio. A Companhia não assume nenhuma obrigação de atualizar ou revisar publicamente quaisquer declarações prospectivas, seja como resultado de novas informações ou eventos futuros ou por qualquer outro motivo.

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

A Companhia divulga no seu site de Relações com Investidores os relatórios de certificações de reservas, elaboradas por empresas independentes especializadas. Projeções de produção, reservas e fluxo de caixa futuro contidos nas certificações são indicativos do potencial de cada ativo e não representam necessariamente as projeções da Companhia para o seu portfólio, tampouco contemplam eventuais restrições financeiras e/ou covenants de dívida, atuais ou futuros, e quaisquer mudanças na priorização de projetos ou definições de alocação de recursos da Companhia ao longo dos anos subsequentes. Vale também destacar que as premissas apresentadas pela Companhia ao Certificador estão sujeitas a avaliação e ajustes com base em sua experiência e premissas internas. Conforme apresentado no Relatório de Certificação de Reservas 2024, o relatório é preparado de acordo com a Petroleum Resources Management System (PRMS). A partir das definições e orientações previstas na PRMS e a avaliação do Certificador, os resultados são categorizados como reservas Provadas, Prováveis, Possíveis ou Recursos Contingentes. Demais premissas e considerações para elaboração da certificação devem ser observadas na sessão "Scope of Investigation" do Relatório de Certificação de Reservas 2024.

Em 1º de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de aquisição de participação societária adicional de 15% da 3R Offshore, passando a deter 100% da 3R Offshore. A 3R Offshore é operadora e detém 62,5% do Campo Papa-Terra, sendo 37,5% detido pela Nova Técnica Energy Ltda ("NTE"). Conforme Fato Relevante divulgado ao mercado em 3 de maio de 2024, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do JOA, o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela NTE (Forfeiture), em função do inadimplemento por parte da NTE de suas obrigações financeiras, estabelecidas no âmbito do consórcio do Campo de Papa-Terra por meio do Joint Operating Agreement ("JOA"). Em decorrência disso, foram iniciadas as medidas necessárias perante a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) 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, tendo sido 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, 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.

Conforme descrito nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024, considerando a decisão de 2ª instância, proferida em 16 de agosto de 2024, que reformou parcialmente a decisão de 1ª instância, mantendo o status quo contratual até a análise da disputa pelo Tribunal Arbitral, a Companhia passou a mensurar apenas os saldos correspondentes à participação de 62,5% da Companhia no Campo de Papa-Terra nas linhas de resultados nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024.

Nas Demonstrações Financeiras do 1T25, a Companhia continuou a mensurar apenas os saldos correspondentes à sua participação de 62,5% no Campo de Papa-Terra nas linhas de resultado, sendo as receitas e despesas relativas à participação de 37,5% detida pela NTE registradas na conta de créditos de parceiros. Conforme nota explicativa 5, em 31 de março de 2025, o saldo devedor da NTE em favor da Companhia é de R\$ 549,4 milhões. A Companhia informa que, neste momento, a arbitragem e a decisão provisória não afetam as atividades operacionais em curso e não impedem a implementação do plano de desenvolvimento de ativos. A Companhia aguarda as decisões decorrentes da arbitragem e informa que o Tribunal Arbitral foi constituído em março de 2025.

Todas as declarações prospectivas são expressamente qualificadas em sua totalidade por este aviso legal e foram realizadas na data desta apresentação.

1T25 e eventos subsequentes | Evolução da produção para sustentar excelentes resultados

71 kboe/d

produção média
diária 1T25

R\$ 2,9 bi

receita líquida
1T25 +47% T/T

US\$ 17,3

Lifting cost
(excl. custo de afretamento)

82 kbbl/d

Produção média diária em
abril/25: +16% vs. 1T25

+ 2 poços serão conectados em
Atlanta (previsto para junho)

R\$ 1,1 bi

(US\$ 183 MM)

EBITDA ajustado
1T25 2X T/T

US\$ 831MM

Posição de Caixa em 1T25

após amortização líquida de
US\$ 98 milhões em dívidas
(pré-pagamento de dívida, emissão de dívida
e pagamento de earnout de aquisição)

Destaques

- ✓ Produção recorde em abril de 2025;
- ✓ Produção média desde 14 de abril: 88 kboe/d;
- ✓ Melhora *uptime* de Papa-Terra após campanha de manutenção;
- ✓ Evolução de produção em Atlanta de acordo com o cronograma: mais dois poços serão conectados até o 2T25;

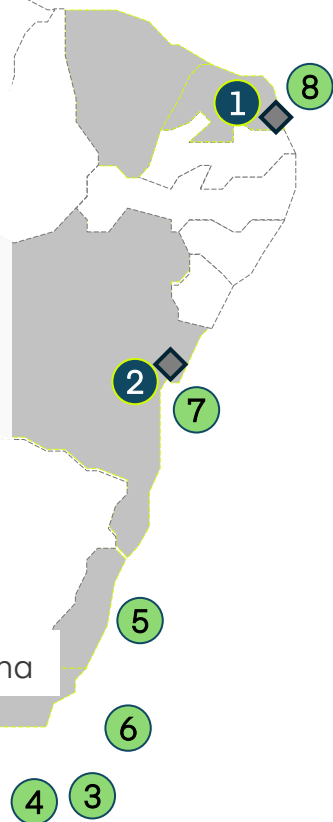
- ✓ Reservas 1P: 479m (ex-BC10), 92% do óleo; Vida útil de reserva > 15 anos (com produção diária de abril/25);
- ✓ Redução do *Lifting cost onshore* pelo segundo trimestre consecutivo;
- ✓ Otimização de Capex nos próximos trimestres: redução de sondas onshore e fase final de implementação do projeto Atlanta;
- ✓ Gestão contínua da estrutura de capital com redução do custo da dívida.

Onshore

- 1 Potiguar
- 2 Recôncavo
- ◆ Mid & Downstream infrastructure

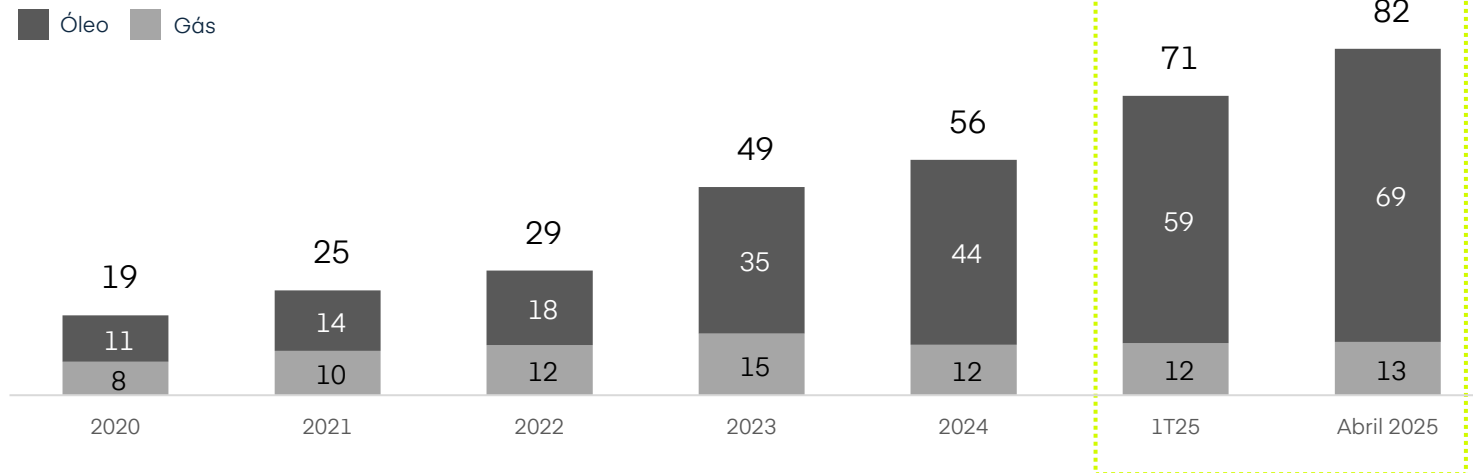
Offshore

- 3 Papa Terra (62,5%)
- 4 Atlanta (80%)
- 5 Peroá
- 6 Pq. das Conchas (23%)
- 7 Manati (45%)
- 8 Pescada (35%) & Ubarana



Evolução histórica da produção

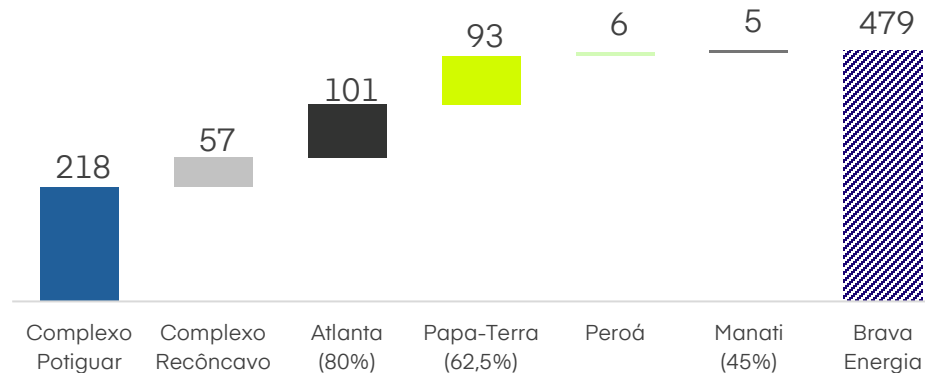
(Brava WI | kboe/d)



Certificação de Reservas¹

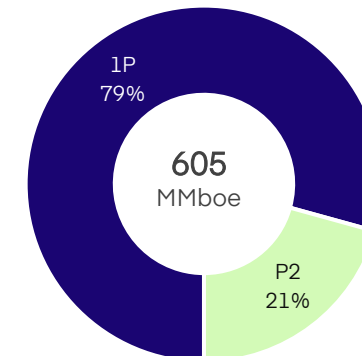
Reservas 1P

(Brava WI | (ex BC-10) | Milhões boe)



Reservas 2P

(% | Milhões boe)



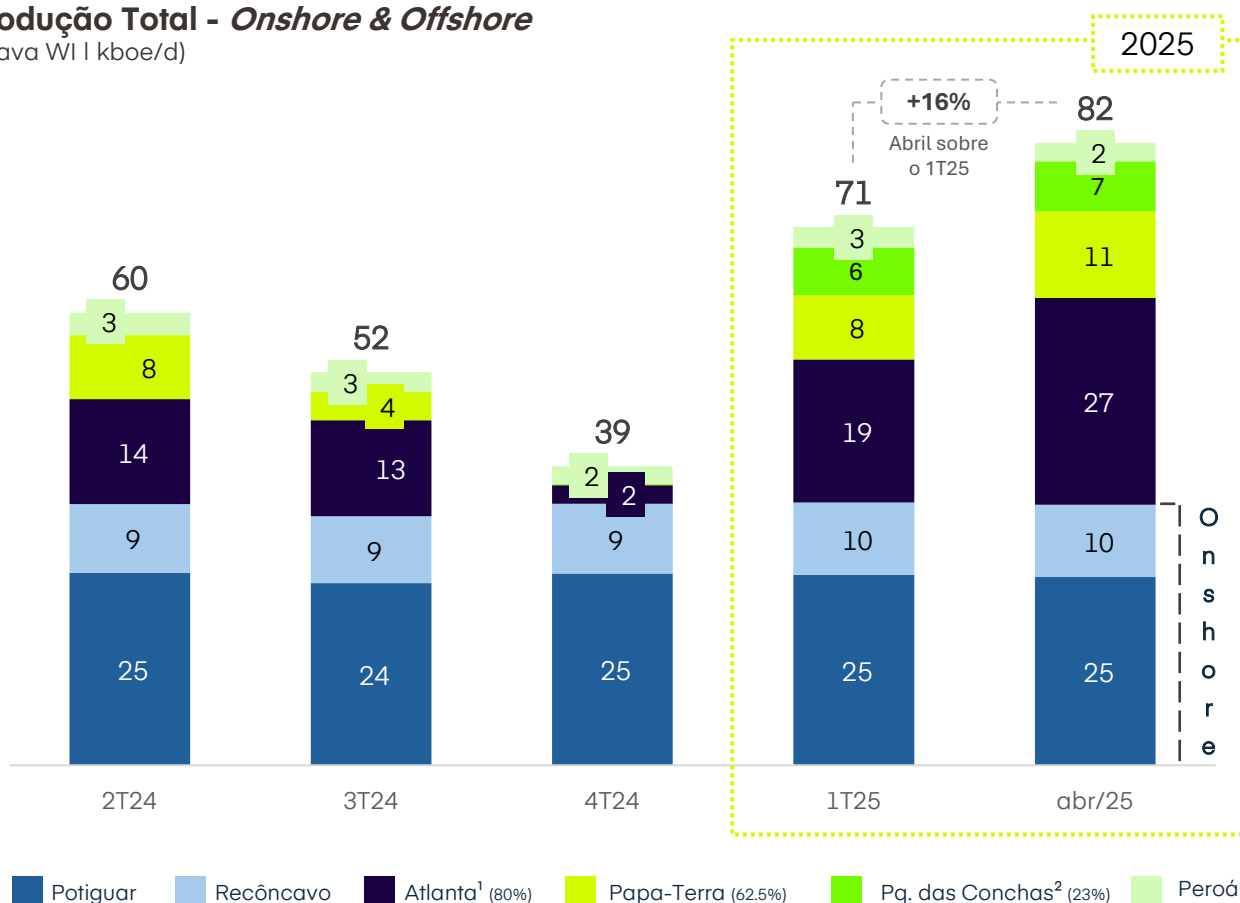
Destques Operacionais



- ✓ Produção recorde em abril/25: Resiliência *onshore* + evolução *offshore* em andamento;
- ✓ Marcos operacionais para o 2T25:
 - 2 poços (2H & 3H) serão conectados em Atlanta
 - Evolução da eficiência operacional de Papa-Terra e do segment *onshore*
 - Produção de Manati com previsão de retorno no 2T25
- ✓ Perfil de produção (e crescimento) concentrado em petróleo → EBITDA mais eficiente.

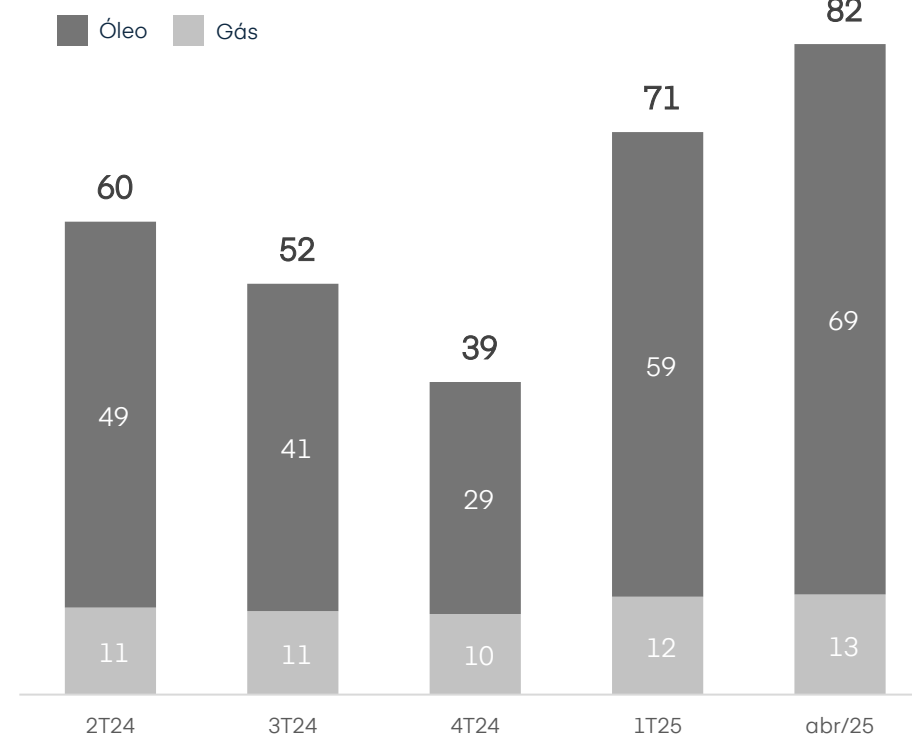
Produção Total - Onshore & Offshore

(Brava WI | kboe/d)



Produção Total - Óleo & Gas

(Brava WI | kboe/d)



Offshore

Atlanta

Papa-Terra

Peroá

Parque das Conchas

Manati

Pescada & Ubarana



BRAVA

Offshore | Forte crescimento de produção

Atlanta: 34kboe/d (participação de 100%) em abr/25 com 4 poços, +45% vs.1T25;

✓ Produção média foi 41 kboe (participação de 100%) desde a conexão do 4H e 5H em 13 de abril;

✓ Mais 2 poços serão conectados em junho/25;

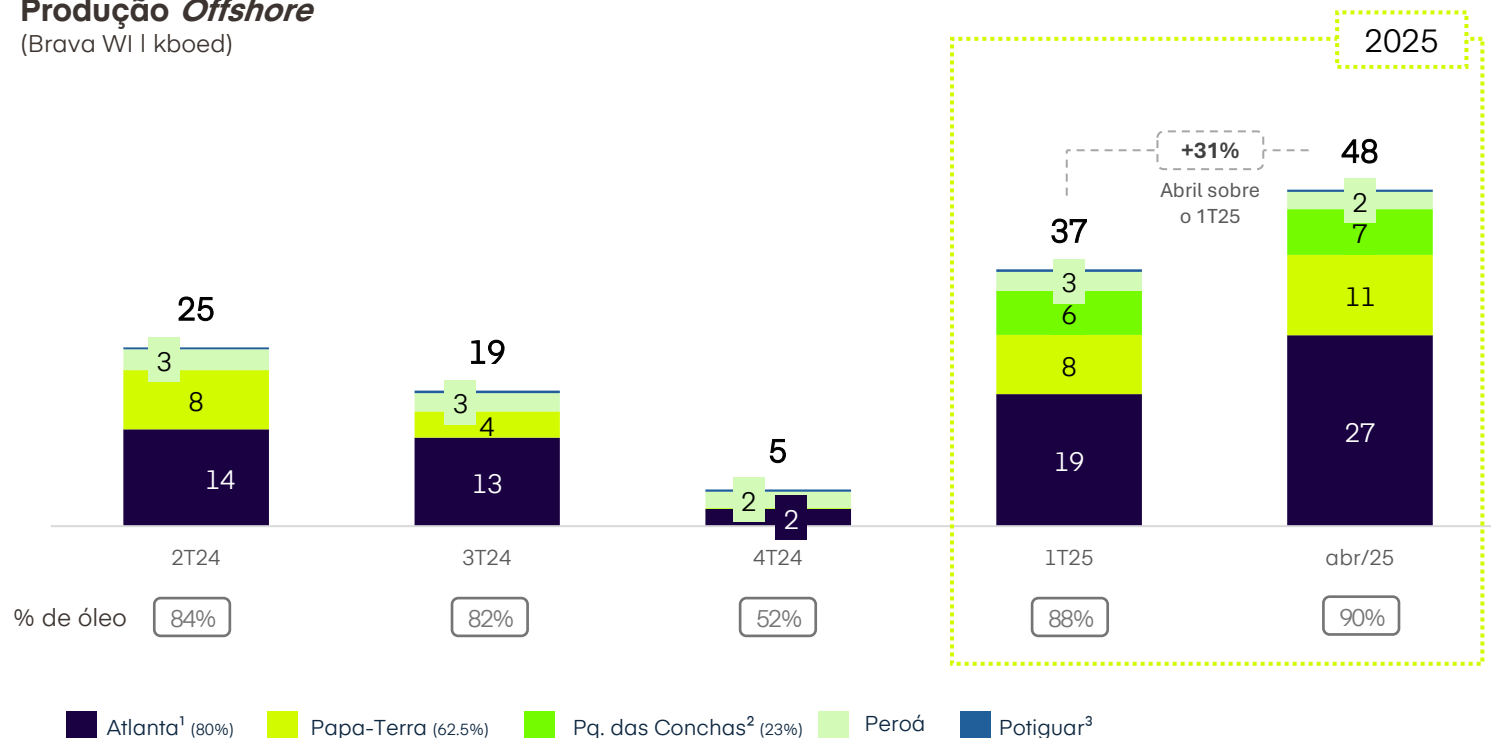
Papa-Terra: 18kboe/d (participação de 100%) em abr/25, +35% vs.1T25;

✓ Poços reabertos em mar/25 após melhorias no sistema de geração de energia durante o 1T25;

Manati: produção será retomada até 25 de maio, segundo operador de campo;

Produção Offshore

(Brava WI | kboed)



Fonte: ANP e Companhia I (1) 80% WI em Atlanta, após venda de 20% de participação para Westlawn em 26 de setembro de 2024; (2) A aquisição do Parque das Conchas foi concluída em dezembro de 2024. (3) Corresponde à participação de 35% da Companhia no Polo Pescada, que faz parte do Complexo Potiguar, e registrou produção de - 324 boe/d em abril de 2025.



Onshore & Mid/Downstream

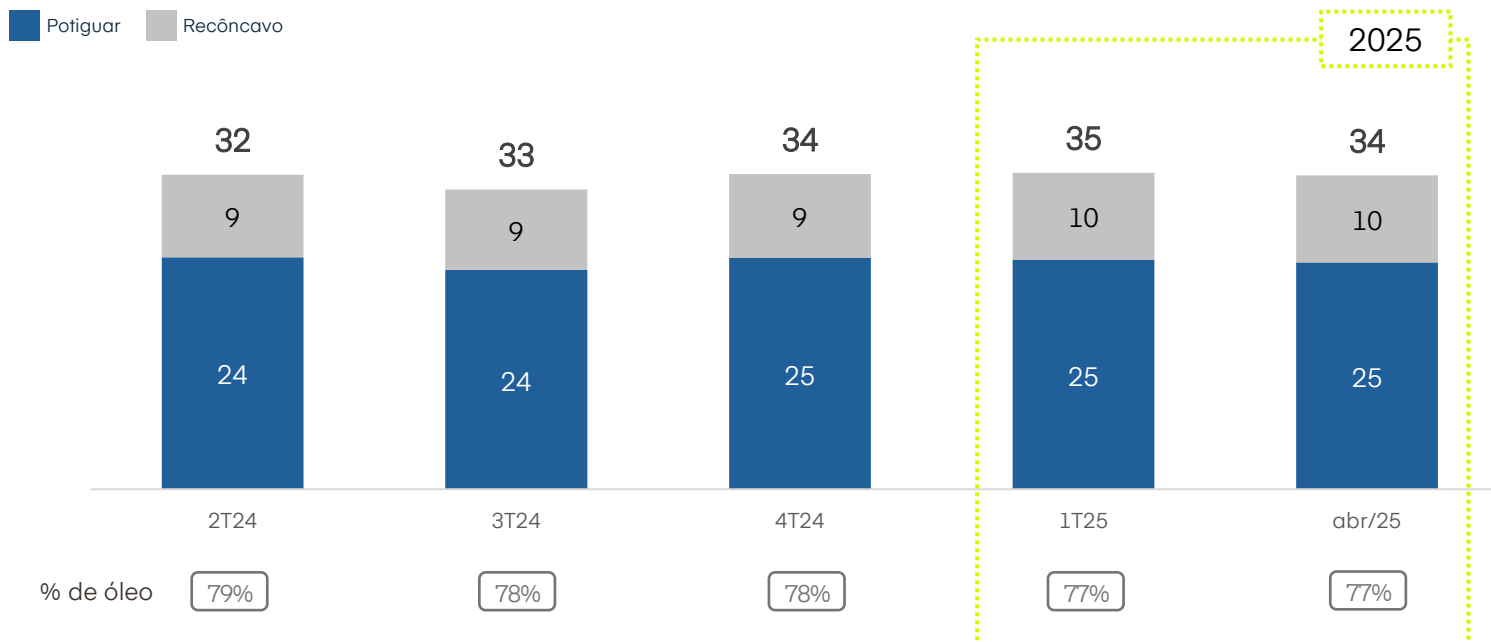
Potiguar
Recôncavo

BRAVA

Onshore | Foco em eficiência Operacional

- ✓ Expansão da capacidade de injeção de vapor para apoiar o crescimento da produção durante 2025;
- ✓ Bahia expandindo produção de gás natural (melhor trimestre desde 3T24);
- ✓ Racionalização das operações com redução do número de sondas *onshore* de 24 para 18 no 1T25 (e 8 no 3T25);
- ✓ Início de novos pilotos de melhora na recuperação de óleo (com CAPEX mínimo) em campos de petróleo em Potiguar.

Produção *Onshore* (Brava WI | kboed)



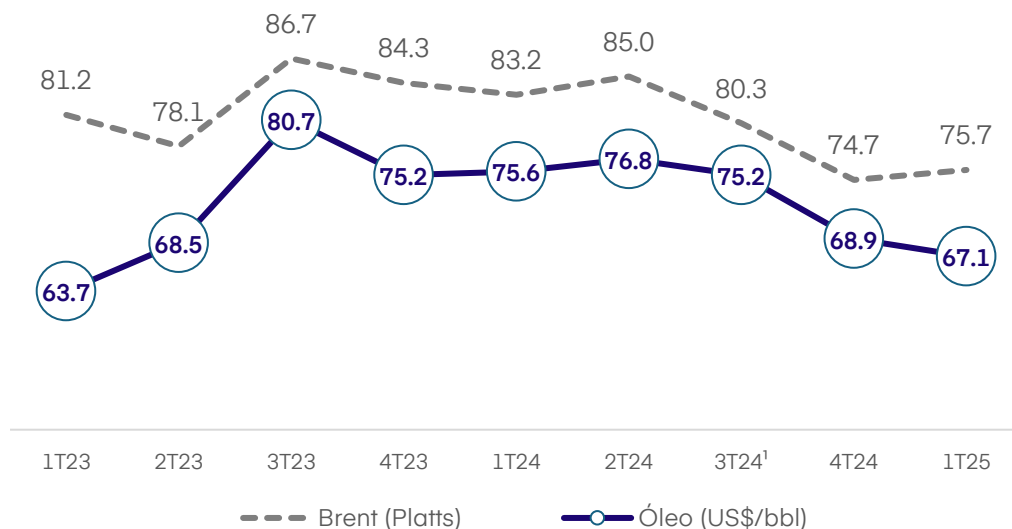


Destques Comerciais no 1T25

- ✓ Offload recorde de 900 kbbls em Atlanta;
- ✓ Primeiras operações de *co-loading* entre Atlanta e Parque das Conchas atendendo mercados de óleo combustível com baixo teor de enxofre;
- ✓ Reestruturação da comercialização de óleo combustível de Papa Terra, Parque das Conchas e Potiguar;
- ✓ Novo contrato de 2 anos para compra de petróleo bruto de outros produtores da Bacia Potiguar: melhores spreads de Brent para Brava (+25%) e compartilhamento de margem de derivados.

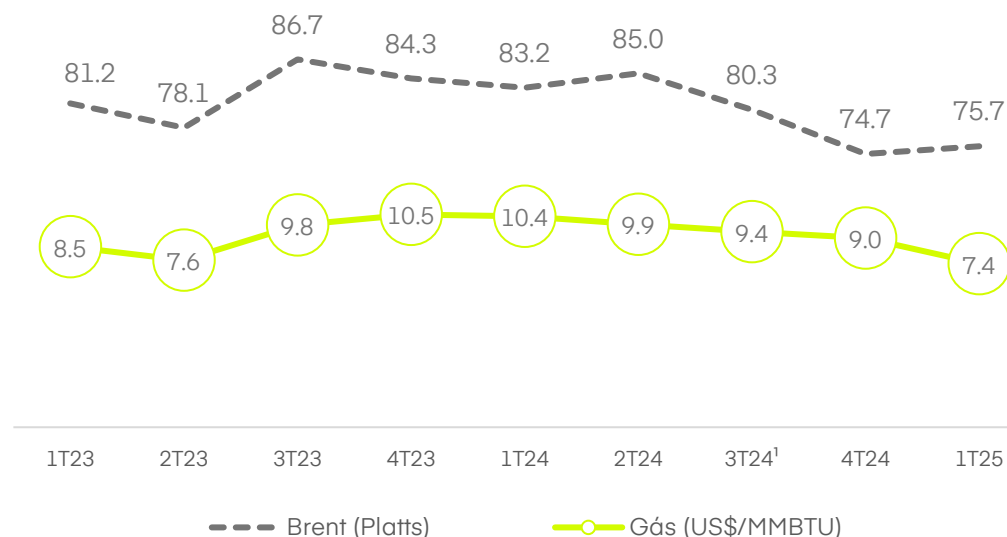
Spreads de óleo

Preço médio do Brent vs. Preços médios realizados de óleo



Spreads de gás²

Preço médio do Brent vs. Preços médios realizados de gás



Nota: (1) Considera o resultado da comercialização do Campo de Atlanta, 80% a partir de 27/09/2024 inclusive, e do Campo de Manati. Na comparação histórica, considera apenas os dados do 3R. (2) Não considera a venda de gás intercompanhia..

A photograph of several workers in a power plant or industrial facility. They are wearing high-visibility yellow-green jackets and white hard hats with communication equipment. The workers' jackets feature the BRAVA energia logo on the back. The background shows complex industrial machinery and pipes.

BRAVA

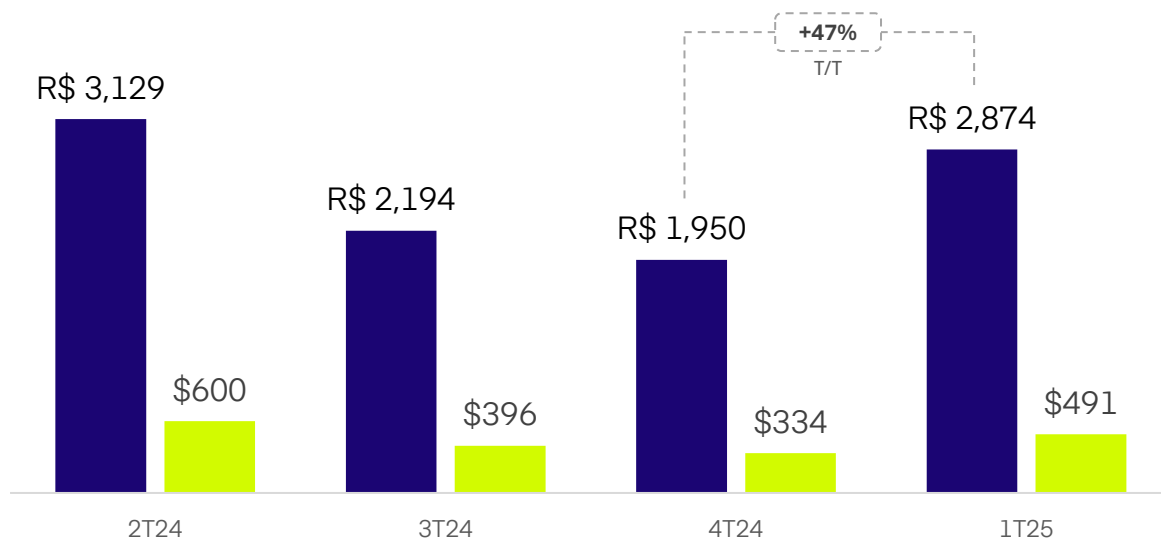
Destques Financeiros
do 1T25

BRAVA
energia

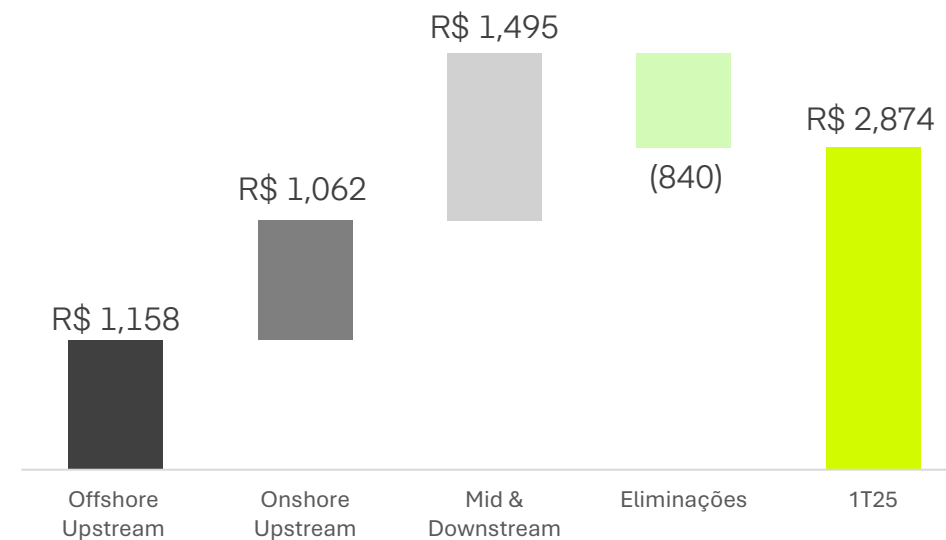
BRAVA
energia

Resultado trimestral (R\$MM & US\$MM)

■ R\$ ■ US\$

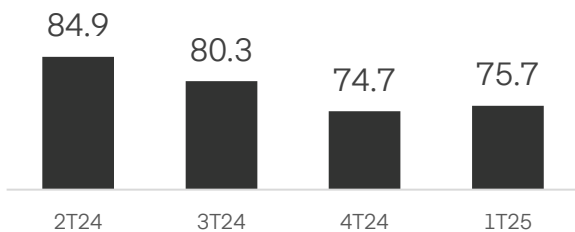


1T25 | Breakdown da Receita Líquida (R\$MM)

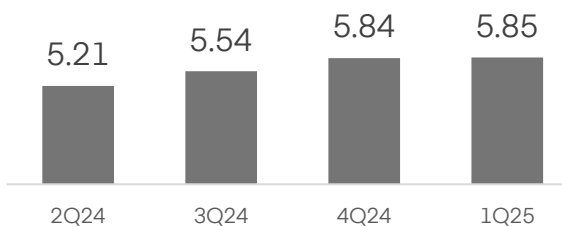


Aspectos Macroeconômicos

Preço médio de Brent (US\$)



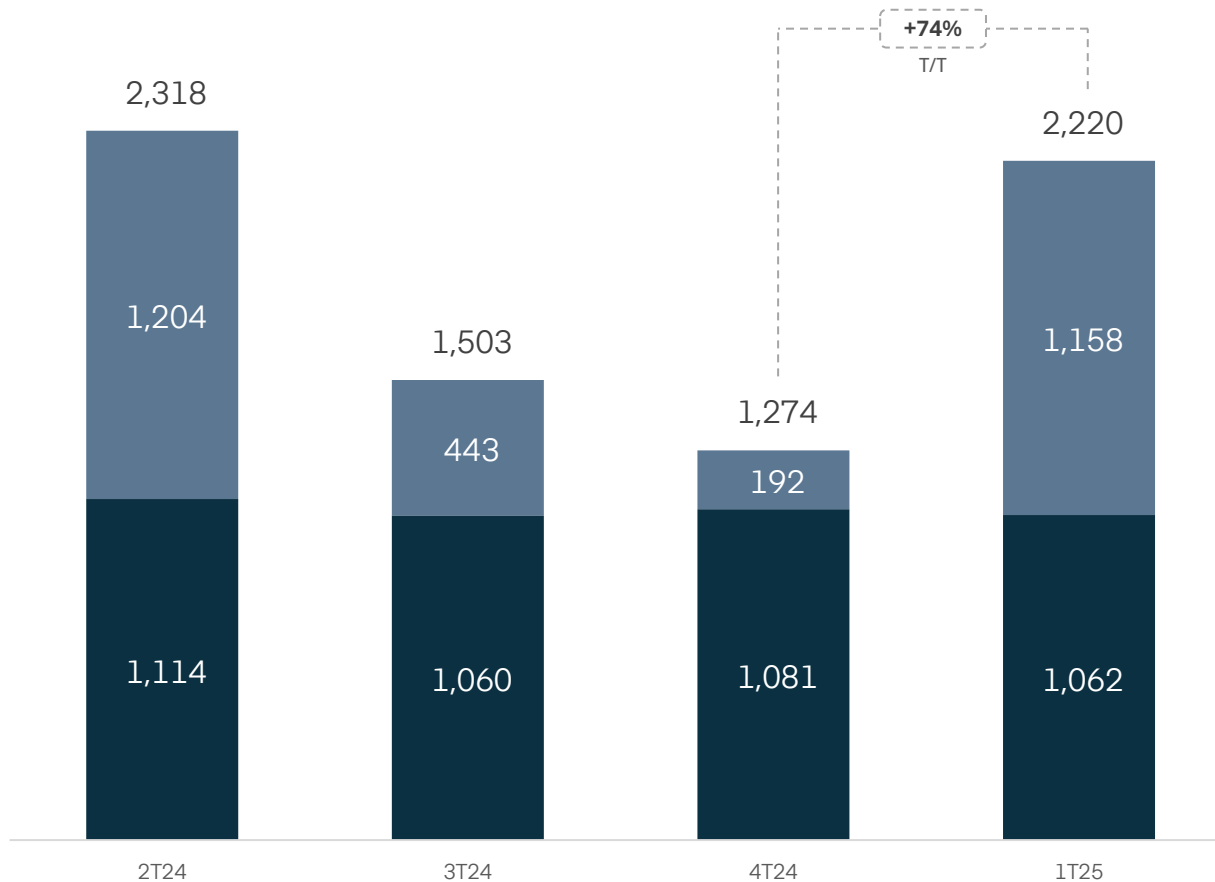
Câmbio Médio | BRL/US\$



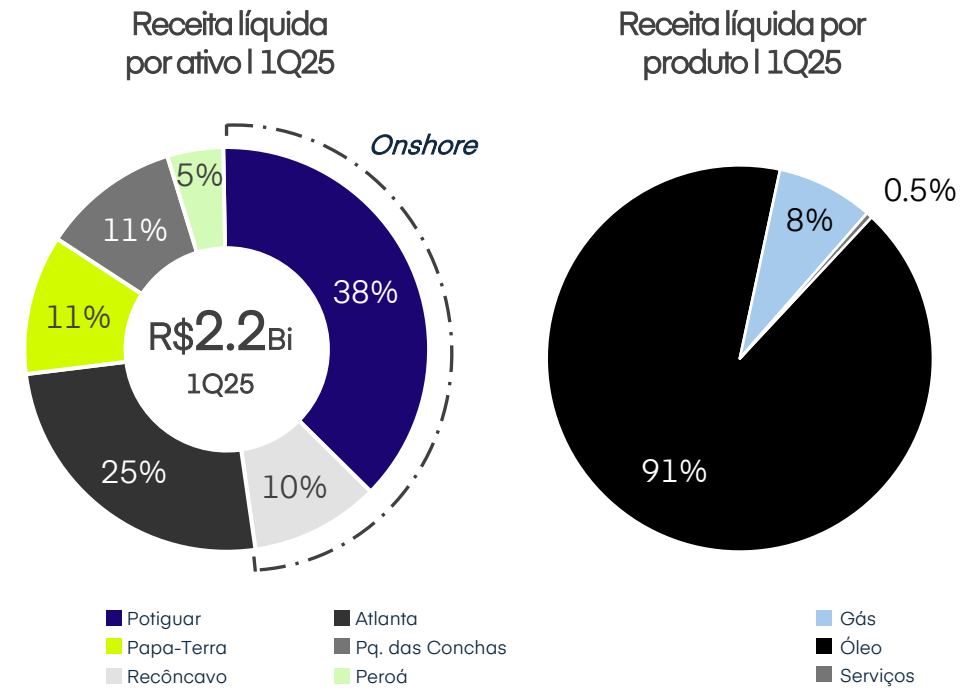
Maior receita líquida no 1T25 devido ao aumento da produção offshore nos campos de Atlanta e Papa-Terra

Resultado histórico trimestral
Onshore vs. Offshore
(R\$MM)

■ *Offshore*
■ *Onshore*



Magnitude offshore: segmento respondeu por mais de 50% das receitas *upstream* com Atlanta e Papa-Terra ainda em expansão durante 1T25.



EBITDA Ajustado 1T25¹ | Aumento da eficiência e da produção

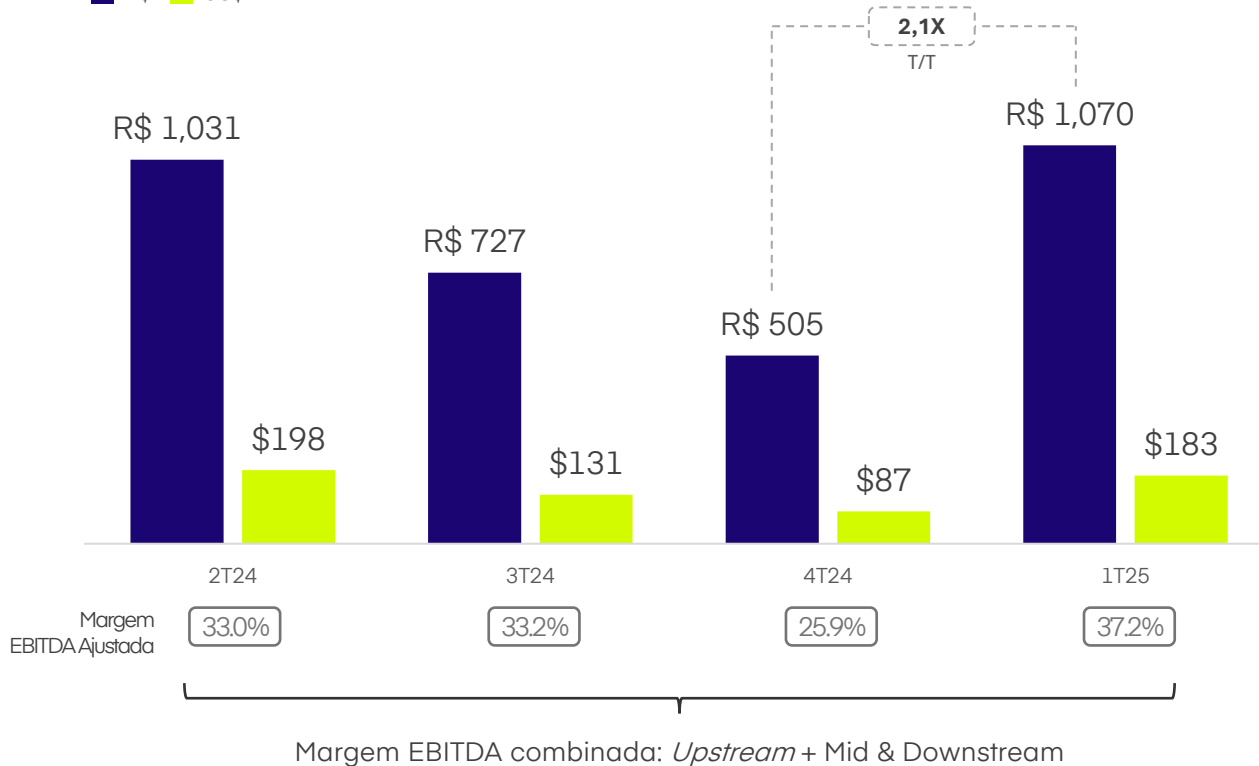


EBITDA ajustado total de R\$ 1,1 bilhão, 2,1x T/T: +11,3 p.p. atingindo margem de 37,2%:

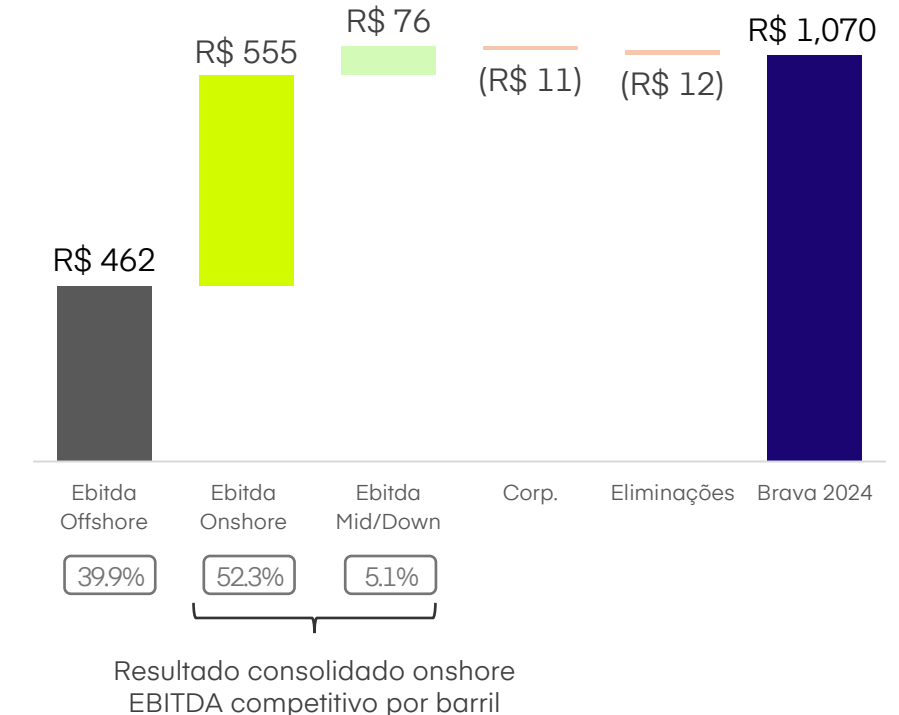
- ✓ Margem *upstream* em 46% devido à maior participação do segmento *Offshore* T/T;
- ✓ EBITDA competitivo por barril no segmento *onshore* LatAm¹: US\$ 35/boe no 1T25 com margem de 52%;
- ✓ EBITDA Ajustado *Offshore* de R\$ 462 MM, margem de 40%, ainda não refletindo o potencial do segmento operando em plena capacidade.

Visão Trimestral¹ (R\$MM & US\$MM)

■ R\$ ■ US\$



1T25 | Breakdown do EBITDA (R\$MM)



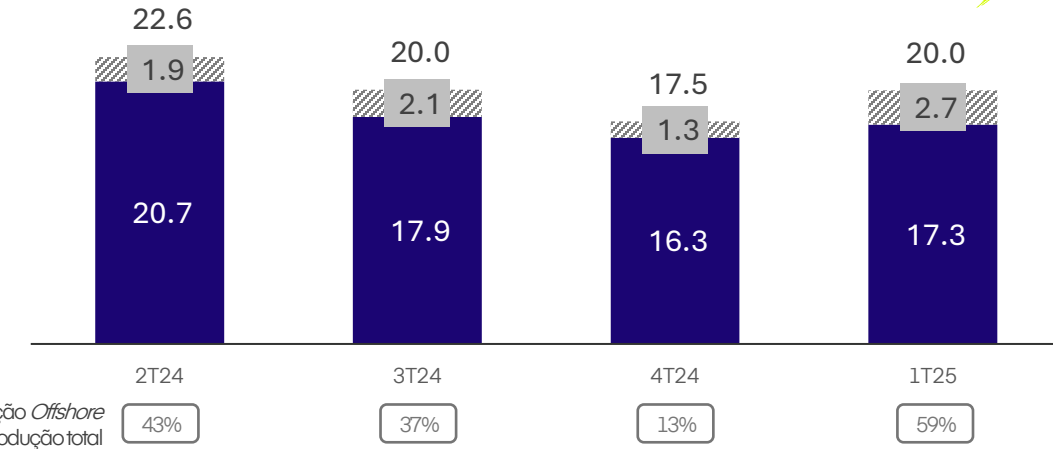
Nota: O segmento onshore consolida os resultados onshore *Upstream* + Mid & Downstream.

Lifting Cost 1T25 | Evolução do *Onshore* + *Offshore* em evolução

Lifting Cost Brava

(US\$ / boe)

Custo de afretamento



Maior proporção de portfólio offshore (QoQ) e ainda não refletindo a capacidade offshore total (onde os custos operacionais são em grande parte fixos);

➤ **Onshore:** Recôncavo apresentou custo recorde desde a aquisição (~14,5 US\$/boe), enquanto Potiguar teve um QoQ estável;

➤ **Offshore:** Papa-Terra e Atlanta em evolução no 1Q25;

➤ A produção de abril foi 35% e 45% maior em Papa-Terra e Atlanta, respectivamente, quando comparada aos números do 1T25

Participação *Offshore* na produção total

43%

37%

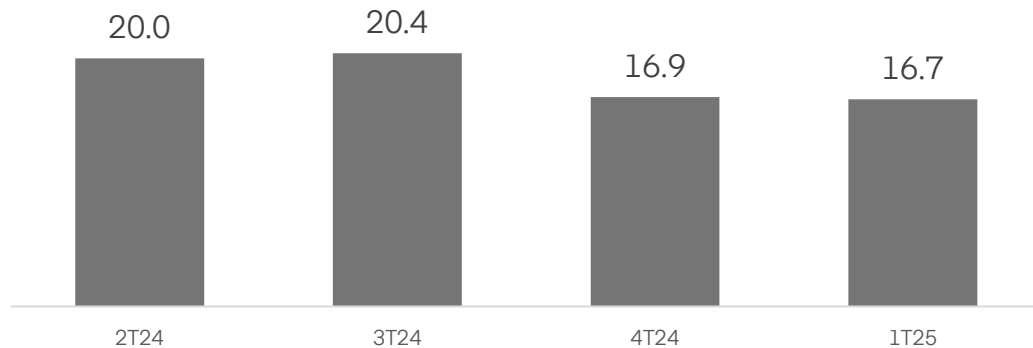
13%

59%

Detalhamento por segmento

Lifting Cost Onshore

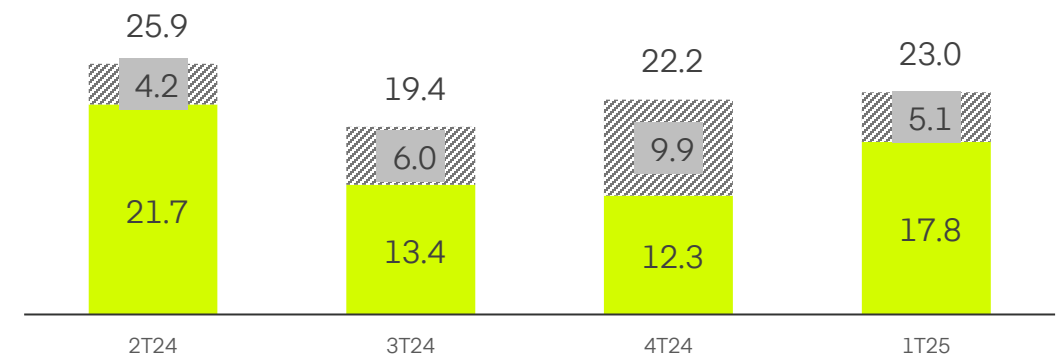
(US\$ / boe)



Lifting Cost Offshore

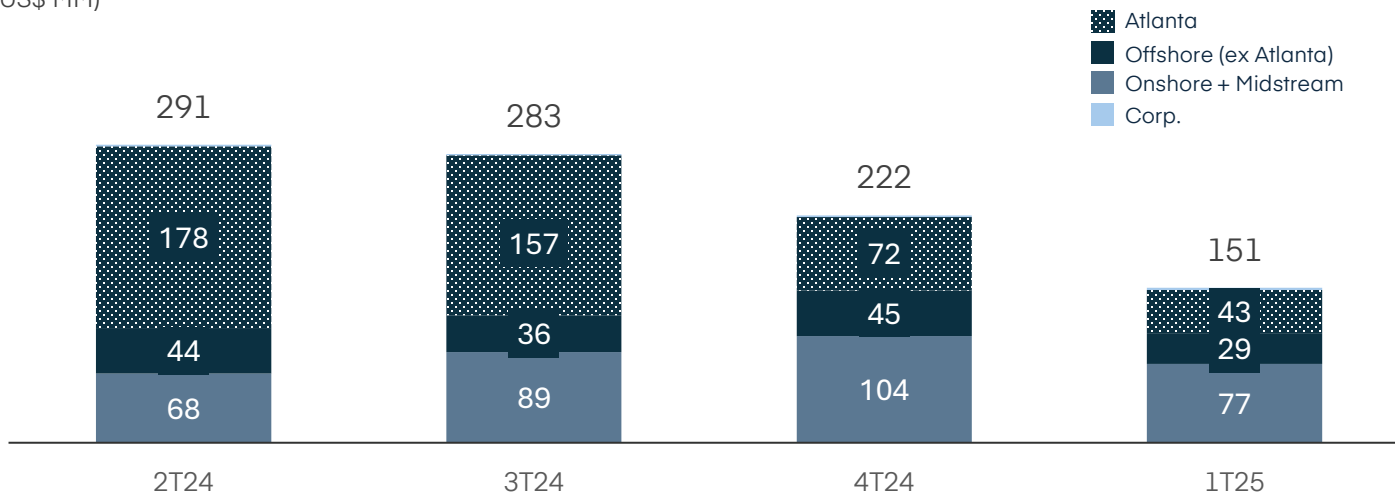
(US\$ / boe)

Custo de afretamento

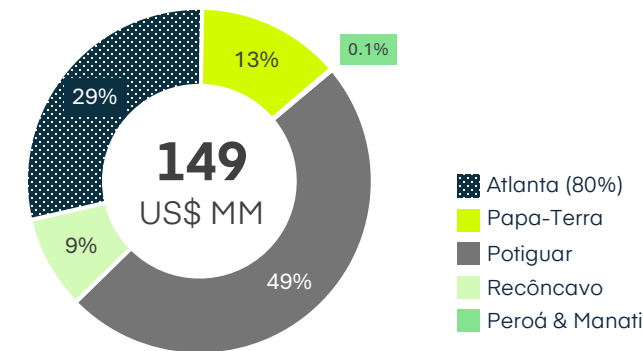


Capex 1T25 | Concluindo a campanha de Atlanta e reforma em instalações

Evolução trimestral
(US\$ MM)

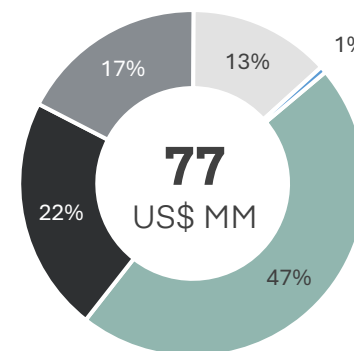


Upstream + Mid&Down
Capex breakdown 1T25 (%)

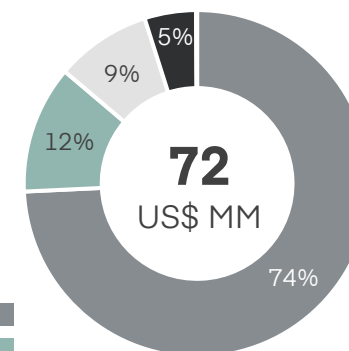


- ✓ 46% do Capex Proforma em 2023 e 2024 foi vinculado ao projeto de Atlanta (novos poços, sistemas submarinos, bombas e conexões ao novo FPSO);
- ✓ Otimização de sondas *onshore*: de 19 no final de 2024 para 13 no 1T25 e previsão para terminar o 3T25 com 8 sondas.

Onshore + Midstream 1T25 (%)



Offshore 1T25 (%)

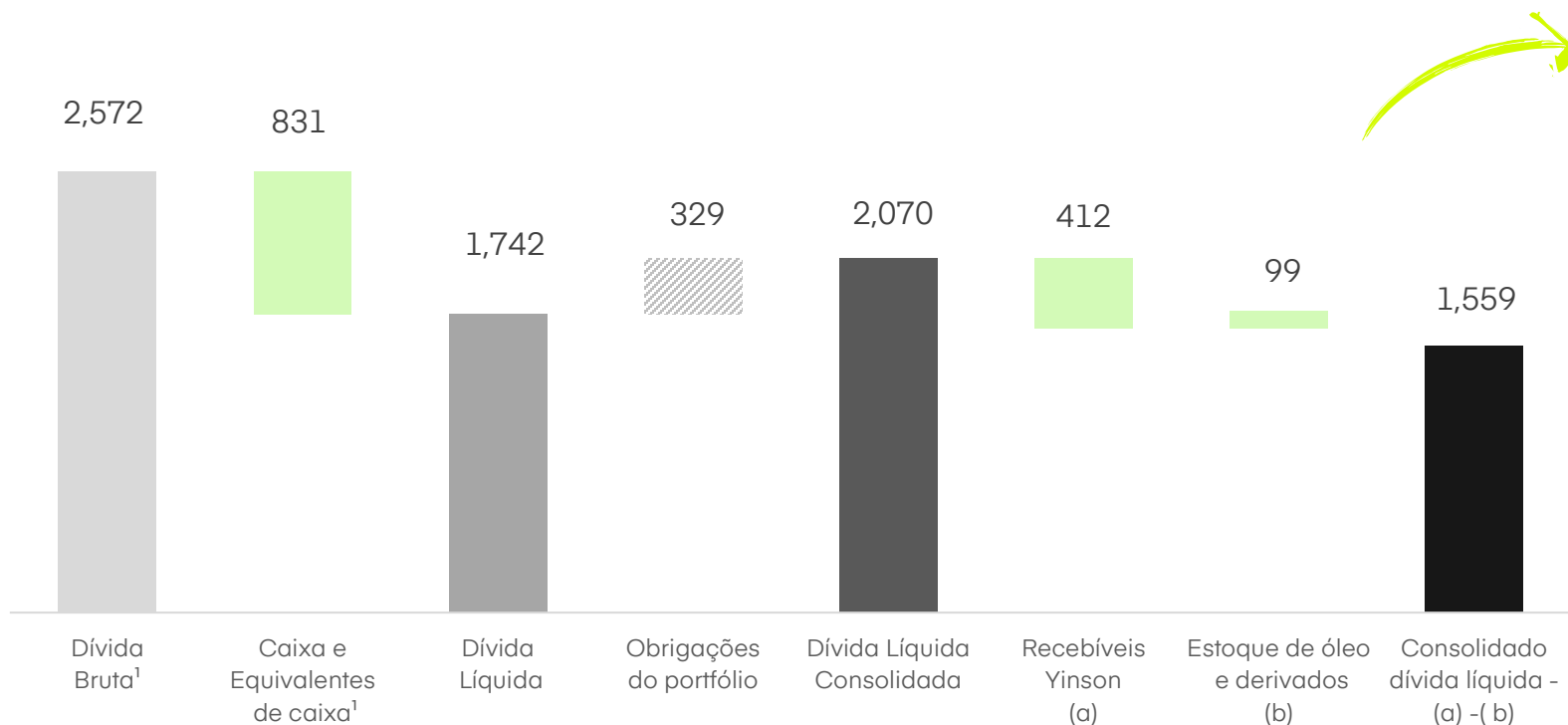


Redução na alocação de Capex nos próximos trimestres

Estrutura de Capital

- ✓ O 1T25 terminou com robusta liquidez: US\$ 831 milhões de caixa e equivalentes + US\$ 99 milhões em estoques de petróleo e derivados + US\$ 412 milhões em contas a receber³;
- ✓ Amortização líquida de US\$ 98 milhões em dívidas (considerando pré-pagamento de dívidas, emissão de dívida e pagamento de *earnout* de aquisição à Petrobras);
- ✓ Dívida líquida/EBITDA: 3,37x considerando o EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses² (ou <3,0x anualizando o EBITDA Ajustado do 1T25).

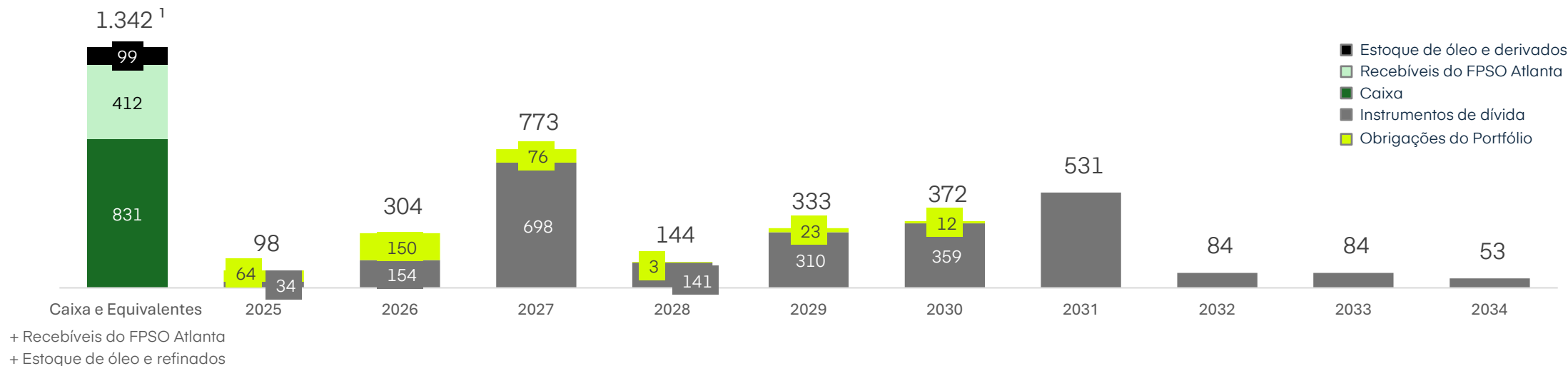
Endividamento e posição de caixa | final do 1T25
(US\$ MM)



A Brava está pronta para desalavancar em 2025, com suporte de:

- ✓ Aumento contínuo de produção (Manati e mais 2 poços em Atlanta);
- ✓ Redução de G&A e *lifting costs*;
- ✓ Redução no ritmo de CAPEX (a maior parte dos investimentos esperados está relacionada a poços, que podem ser gerenciados de acordo com o cenário do Brent);
- ✓ Monetização dos recebíveis da Yinson.

Perfil de Amortização da Dívida vs. Caixa | final do 1T25
(US\$ MM)

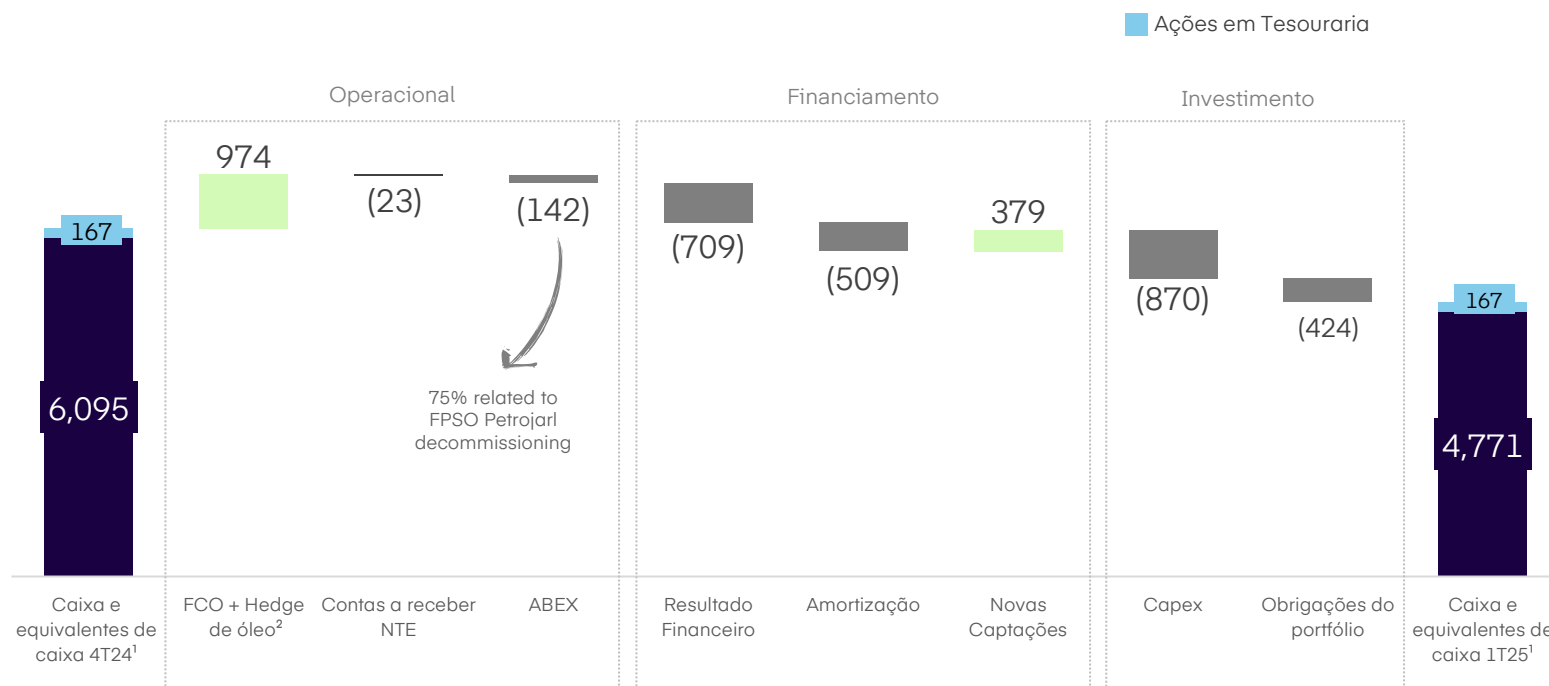


Obrigações do Portfólio (US\$ MM)

Ativos	2T25	3T25	4T25	2026	2027	2028	2029	2030	Total
<i>Em milhões de dólares</i>									
Peroá (WI 100%)	-	16	-	28	-	-	-	-	44
Papa Terra (WI 62,5%)	18	-	-	21	8	3	23	12	85
Potiguar	-	-	-	74	68	-	-	-	142
Parque das Conchas (WI 23%)	-	-	30	27	-	-	-	-	57
Total de Pagamentos	18	16	30	150	76	3	23	12	329
Contingente	18	16	-	50	8	3	23	12	130
Diferido	-	-	30	101	68	-	-	-	199

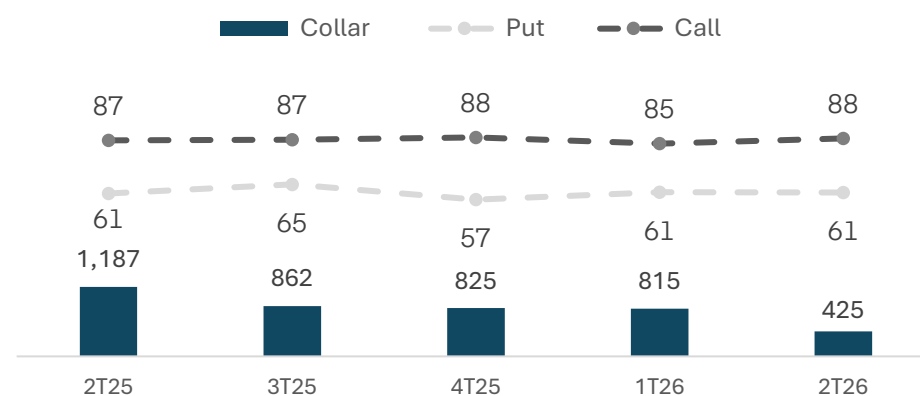
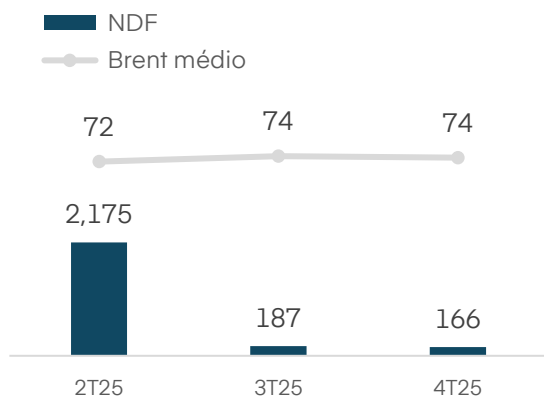
- ✓ 2ª parcela diferida do Polo Potiguar paga no 1T25;
- ✓ Duração média dos instrumentos de dívida: 4,1 anos;
- ✓ Custo médio da dívida (considerando obrigações) < 9% em dólar;
- ✓ Fim do lock-up de dívidas: ~US\$ 610 milhões podem ser refinanciados em 2025;
- ✓ Pagamentos contingentes em Papa-Terra (US\$ 85 milhões): a média móvel de 12 meses de brent superar US\$ 55/barril é uma das condições para efetivação do pagamento.

Fluxo de Caixa 1T25 (R\$ MM)



- ✓ O fluxo de caixa operacional atingiu R\$ 974 milhões, impulsionado pela evolução da produção no segmento Offshore.
- ✓ O CAPEX foi 40% mais baixo no 1T25 vs. 4T24 à medida que converge para um patamar recorrente após o pico de implantação dos projetos
- ✓ Contas a Receber da NTE cresceu R\$23 MM no 1T25 (crédito total de R\$ 549MM)

Posição de Hedge



Forte proteção contra possível volatilidade no 2T & 3T25

NDF: horizonte de 9 meses

- ✓ 2,5 milhões de barris cobertos
- ✓ Preço do Brent médio de US\$ 72,2/bbl

Collar (zero cost): horizonte de 15 meses

- ✓ 4,1 milhões de barris protegidos
- ✓ Hedge entre US\$ 61,0 e US\$ 86,9/bbl

Próximos passos para 2025

BRAVA

Mudança de foco: de implementação de projetos para a operação eficiente

- ✓ Manati: Produção será retomada até maio;
- ✓ Atlanta: 2 poços serão interligados até junho;
- ✓ Potiguar: melhorar a produtividade dos campos de petróleo pesado ao longo de 2025;
- ✓ Escala de produção para suportar a diluição do OPEX em 2025.



Maior escala de produção + eficiência de custos para suportar a redução da alavancagem:

- ✓ Desalavancar mesmo em cenários desafiadores de Brent: alta eficiência operacional (ponto de equilíbrio do EBITDA abaixo de US\$ 30/barril) e flexibilidade para reduzir investimentos;
- ✓ Foco na maximização do fluxo de caixa livre por barril e suporte à desalavancagem;
- ✓ Gestão de passivos de US\$ 610 milhões a ser executada no médio prazo.