

BRAVA

BRAV3 | Apresentação de Resultados | 3T25



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 antes da data da incorporação (1º de agosto 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 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, 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 3T25, 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 30 de setembro de 2025, o saldo devedor da NTE em favor da Companhia é de R\$ 425,7 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. Adicionalmente, em 18 de julho de 2025, foi proferida decisão pelo Tribunal Arbitral que determinou, em caráter provisório, que a NTE pague as despesas do consórcio, na proporção correspondente à participação por ela originalmente detida, até que seja proferida decisão final na Arbitragem. Conforme determinado pelo Tribunal Arbitral, caso essas despesas não sejam pagas pela NTE, incidirão as penalidades contratualmente previstas. Caso sejam quitados integralmente os valores em aberto, os direitos da NTE no consórcio serão restabelecidos, até que seja proferida decisão final do tribunal arbitral sobre os temas em disputa, incluindo a validade do forfeiture exercido pela 3R Offshore.

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

92 kboe/d

Produção recorde 3T25
+ 7% T/T

US\$ 561 mi

Receita Líquida 3T25
+1,2% T/T

US\$ 238 mi

EBITDA Ajust. 3T25
+1,6% T/T

US\$ 13,3

*Lifting cost*¹ -12% T/T
(excl. custo de afretamento)

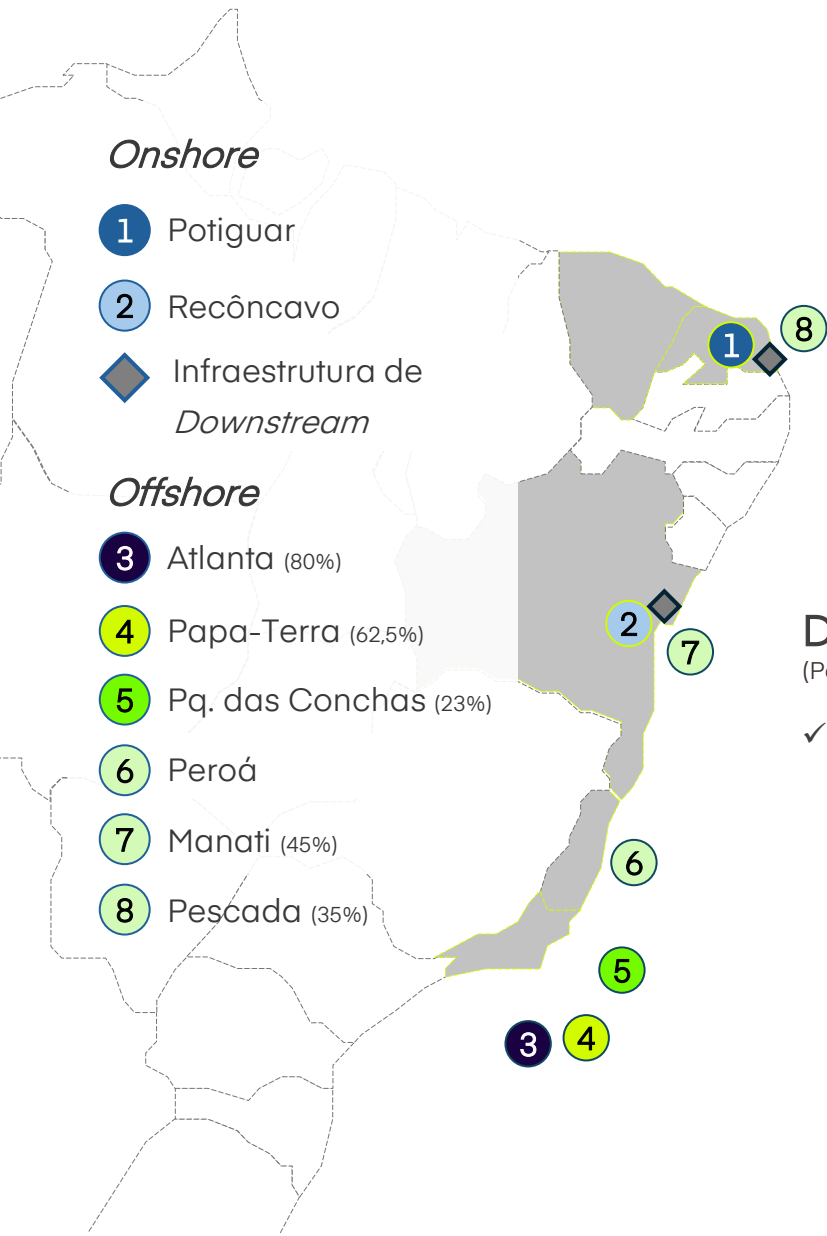
US\$ 1,09 bi

Posição de Caixa no 3T25
FCF² robusto de US\$ 96 MM

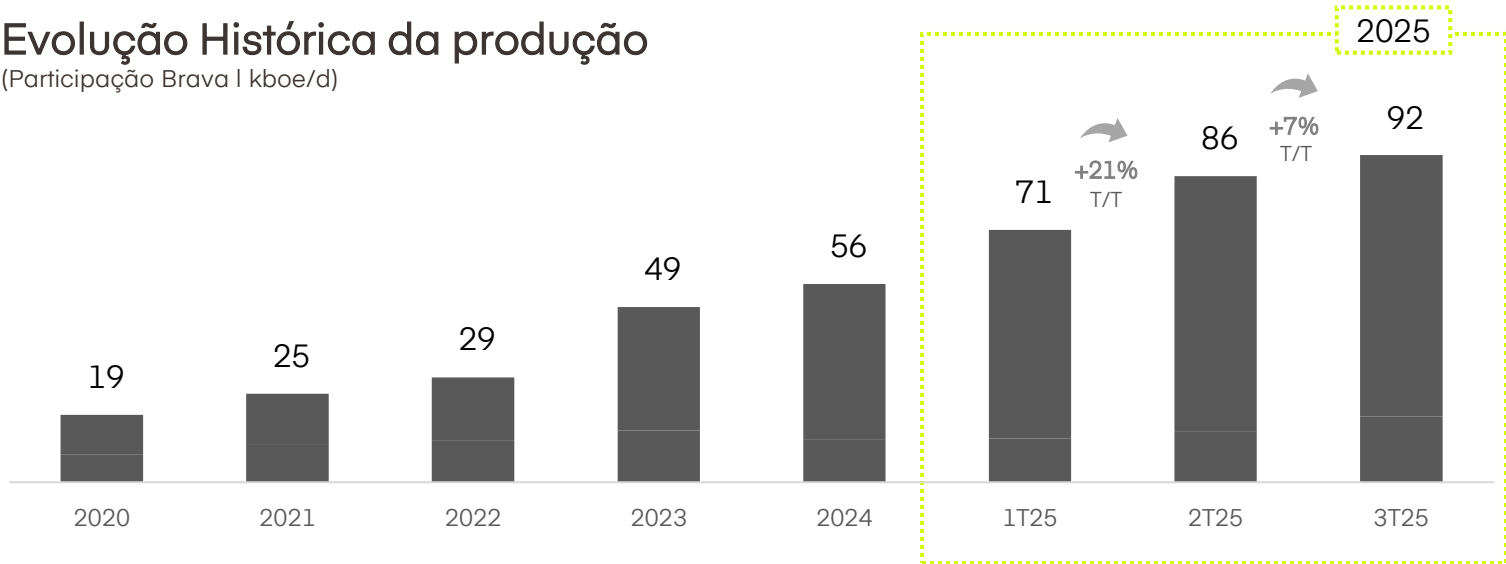
2,3x

dívida líquida/ebitda
(ou 2,2x em R\$)
versus 3,4x em 1T25

- Produção recorde no 3T25, com níveis recordes nos segmentos *onshore* e *offshore*
- *Lifting cost*¹: *Offshore* em US\$ 11,0
- Capex total -19% T/T, sendo no *onshore* -34% T/T
- Eficiência + Reorganização corporativa: SG&A em US\$ 3 por barril no 3T25 versus US\$ 6 logo após a fusão
- *Liability mngmt*: custo da dívida reduzido de ~8,7% para ~8,1%
- Monetização do crédito do FPSO Atlanta: US\$ 260 MM + efeitos positivos no fluxo de caixa operacional pelos próximos anos, acima de US\$ 40 milhões
- *Closing* da parceria da infraestrutura de gás de Potiguar no *Downstream*
- Mais um trimestre com geração de fluxo de caixa livre
- Eficiência fiscal: incorporação da Enauta Energia

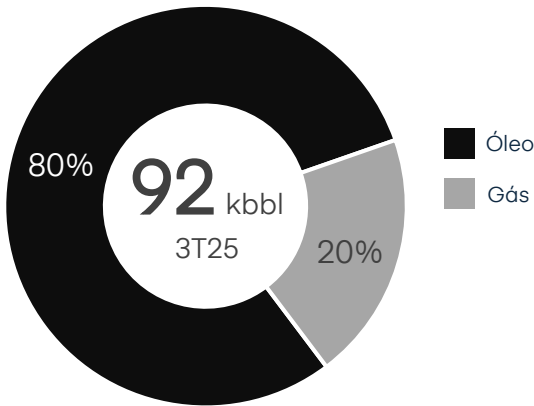
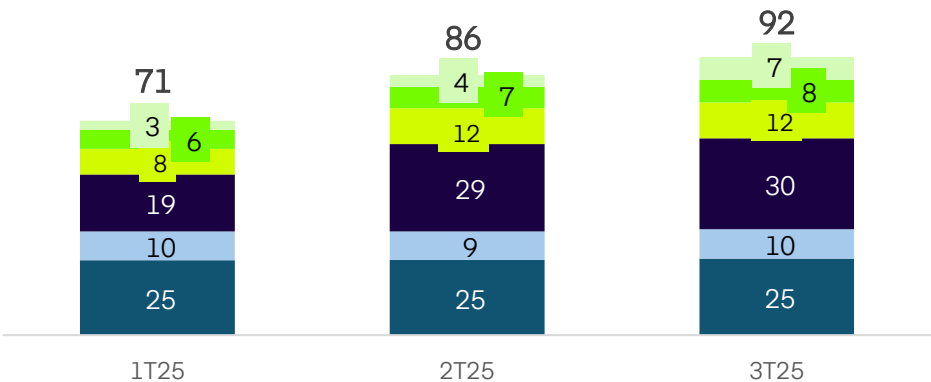


Evolução Histórica da produção
(Participação Brava | kboe/d)



Detalhamento da produção por ativo
(Participação Brava | kboe/d & %)

✓ Produção recorde em Atlanta, Potiguar e Recôncavo no 3T25



Destques Operacionais

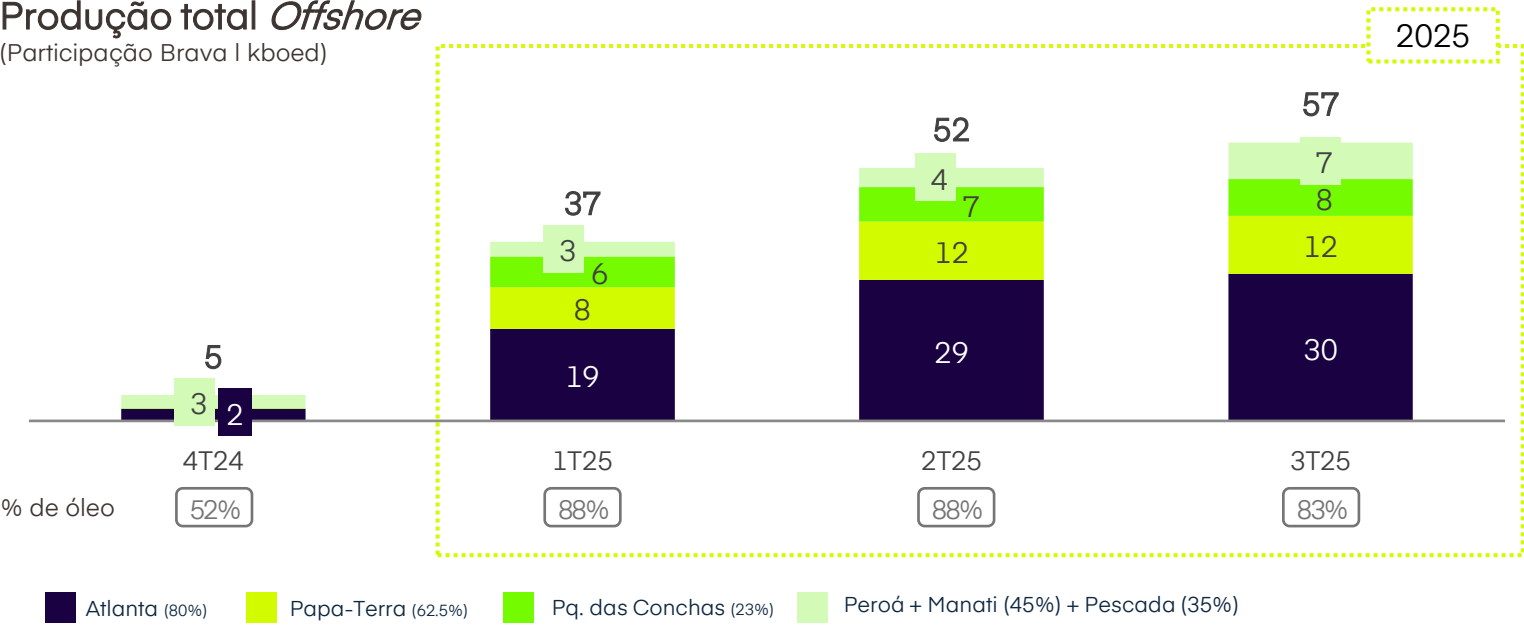
BRAVA



Offshore | Forte evolução

- ✓ Produção recorde em Atlanta: 38kboe/d (100% de participação) no 3T25, +4,3% T/T, através de 6 poços:
 - I. Conexão de dois poços e evolução contínua das atividades de comissionamento pendentes
 - II. Setembro marca um ano sem acidente por afastamento
- ✓ Papa-Terra: 19kboe/d (100% de participação) no 3T25: melhor eficiência operacional em 2025 desde 2022
 - I. Julho registrou a maior produção média desde a aquisição em 2022
 - II. Sistema principal de *offloading* concluído: **redução de custos e maior eficiência nas operações de *offloading***
- ✓ Manati: forte evolução no 3T25 e tendência positiva para o 4T25

Produção total Offshore
(Participação Brava I kboed)



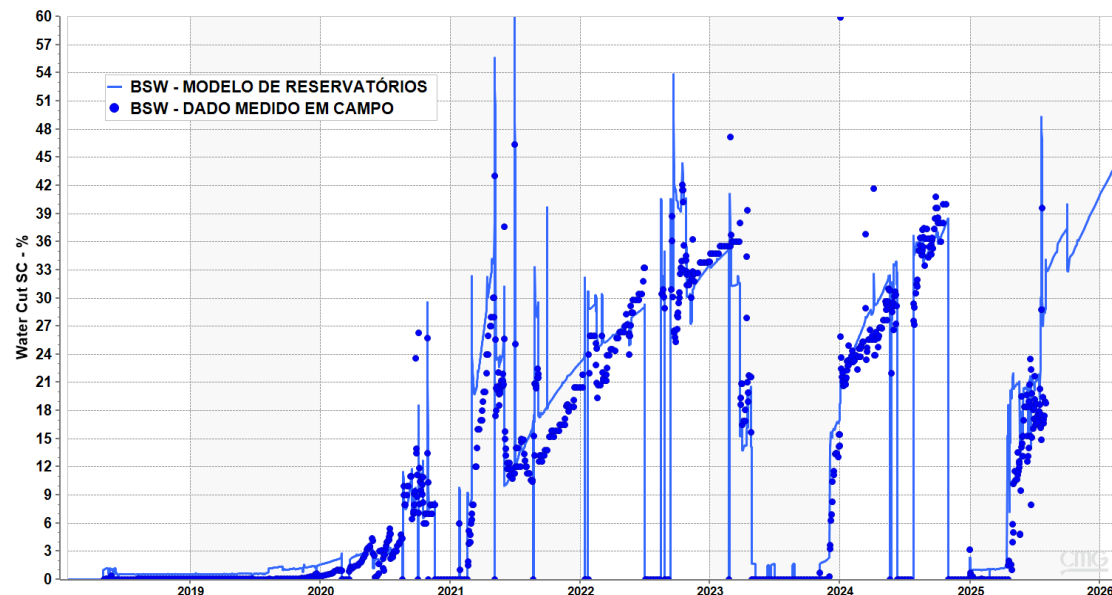
Source: ANP e Company



FPSO Atlanta

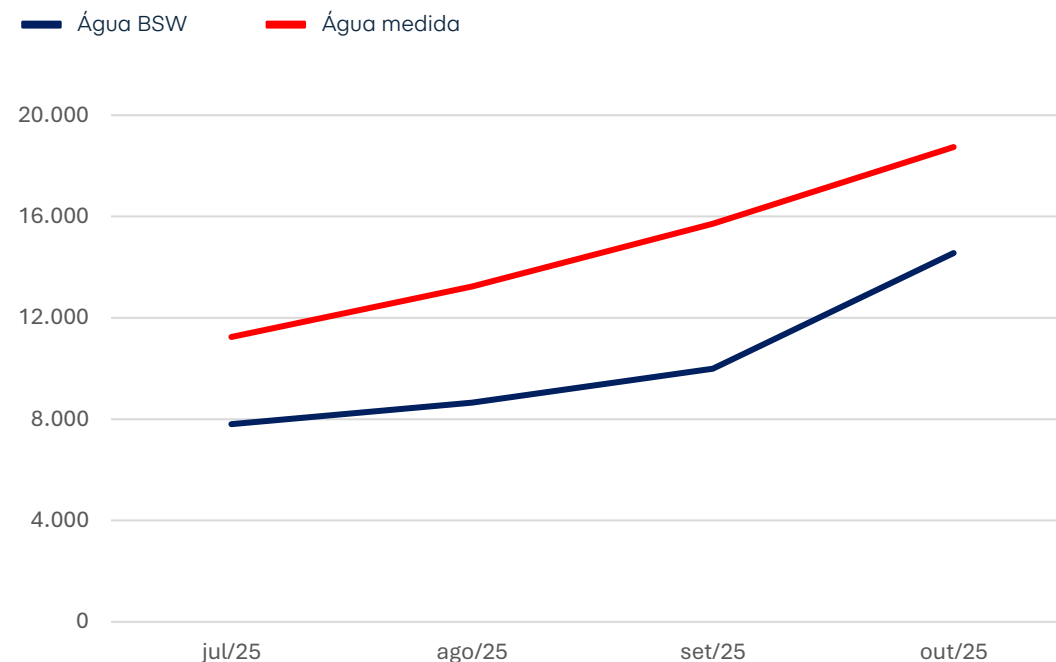
Modelo de Reservatório vs. Dados do Campo:

BSW – Excelente aderência da previsão do modelo com dados observados



- ✓ O comportamento previsto do BSW de Atlanta é consistente com os valores atualizados observados, proporcionando alta confiabilidade ao modelo de reservatório.

Produção de Água (BMP) / ANP vs Reservatório



- ✓ A água no Campo de Atlanta pode ser mensurada a partir de análises de BSW na entrada do poço ou pela soma da água descartada, utilizando medidores operacionais instalados nas saídas dos vasos separadores.
- ✓ A produção de água refletida no painel da ANP¹ é obtida por meio dos medidores operacionais de água e não é a métrica utilizada pela companhia para modelagem, avaliação e projeção do comportamento do reservatório.

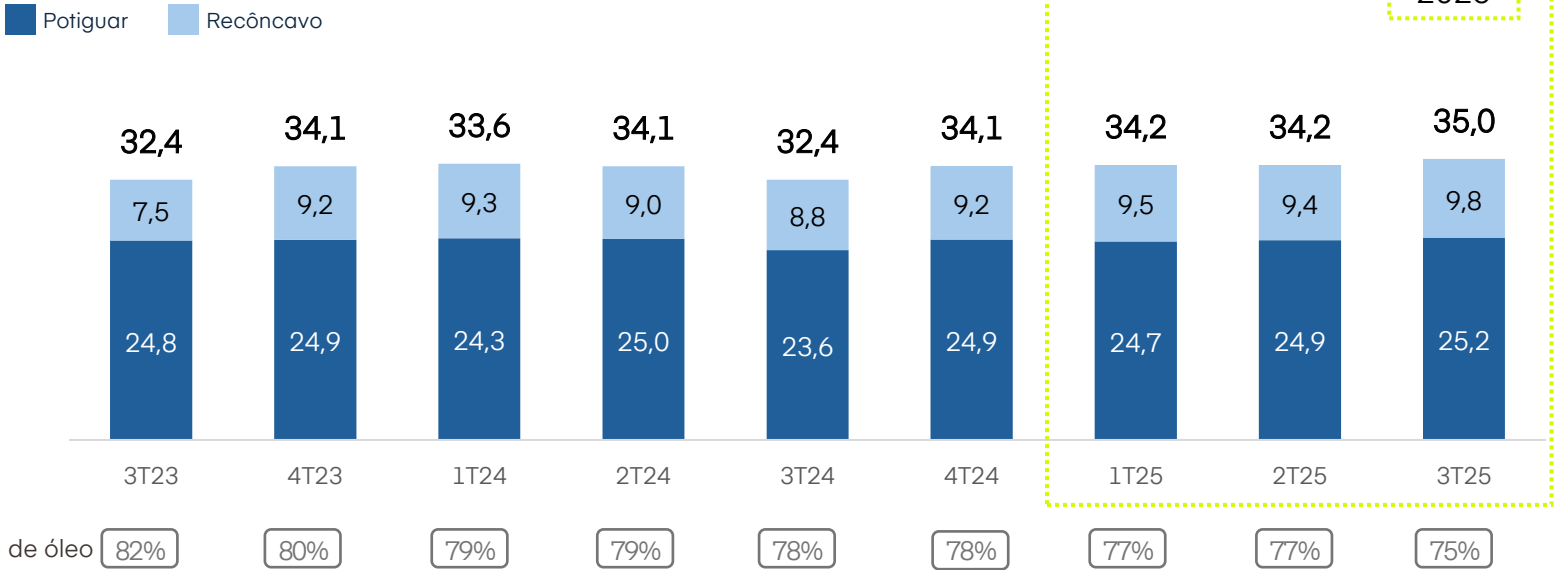
Onshore | Estabilidade e eficiência comprovadas a longo prazo



- ✓ Produção recorde em todo o portfólio *onshore*, mesmo com a redução de Capex;
- ✓ Otimização de sondas: redução de 24 para 7 no final do 3T25;
- ✓ Projetos de expansão da injeção de vapor em curso para sustentar a produção nos próximos trimestres;
- ✓ Auditoria da ANP¹ em Potiguar:
 - I. Os ajustes solicitados pela ANP estão sendo implementados;
 - II. A produção deve ser retomada gradualmente durante o 4T25, sujeita à aprovação da ANP;
 - III. Um conjunto de evidências dos ajustes já foram enviados à Agência.

Produção total *Onshore*

(Participação Brava I kboed)



Nota: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.



3T25

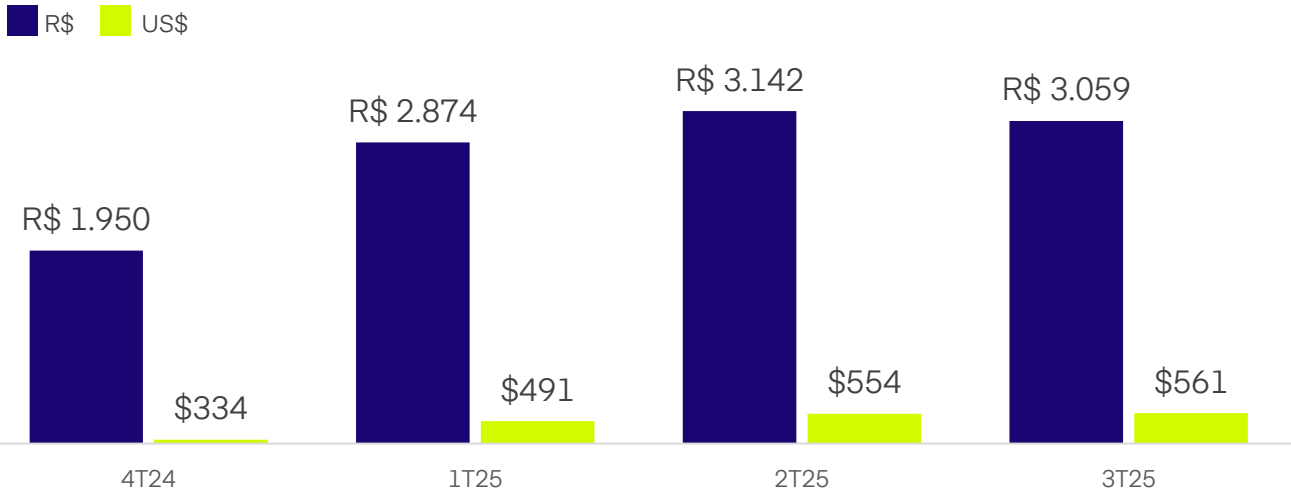
Destques Financeiros



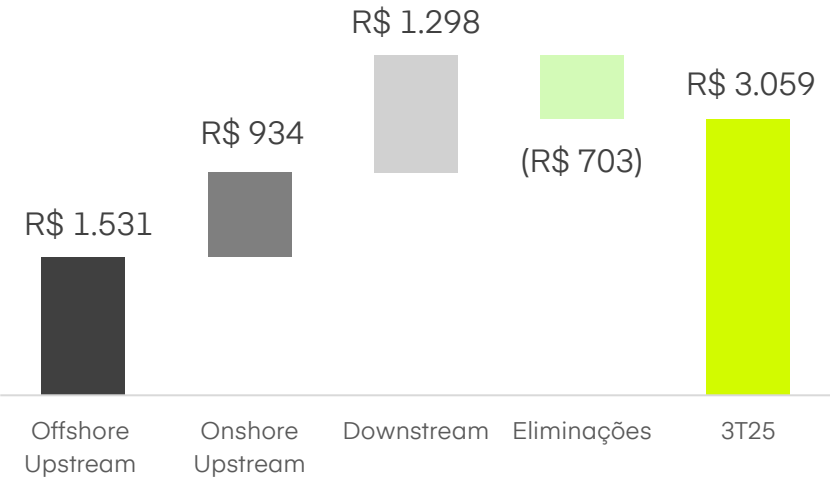
Receita Líquida 3T25 | Fortes resultados apesar dos desafios macroeconômicos



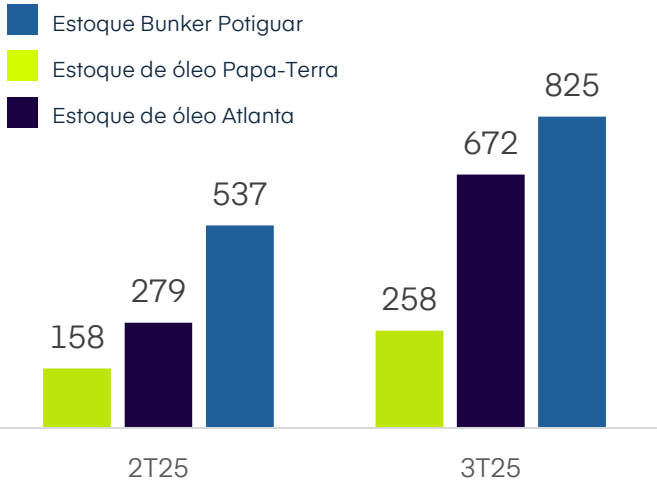
Receita Líquida | Resultados Trimestrais
(R\$MM & US\$MM)



Receita Líquida 3T25 Breakdown
(R\$ MM)



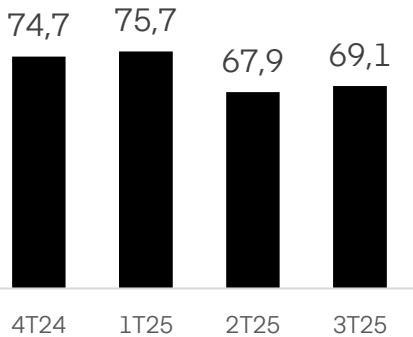
Evolução da posição de estoque T/T (Kbbl)



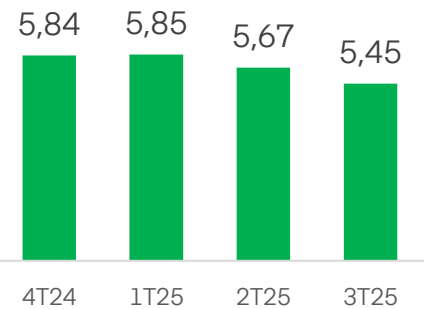
- ✓ Brava inicia o 4T25 com um aumento significativo de estoque em Atlanta, Papa-Terra and Potiguar.
- ✓ Melhora da receita mesmo diante de desafios macroeconômicos em 2025: preço médio do brent e câmbio recuaram 9% e 14% no ano, respectivamente, enquanto receita aumento mais de 20%.

Aspectos Macro

Preço médio do Brent (US\$)



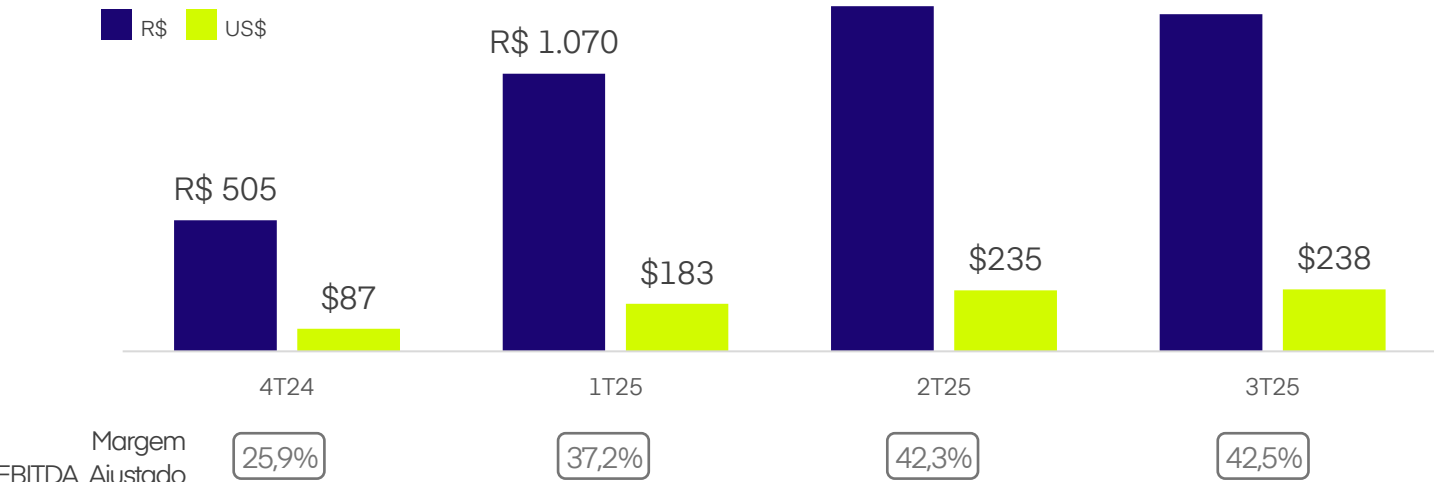
Câmbio Médio | BRL/US\$



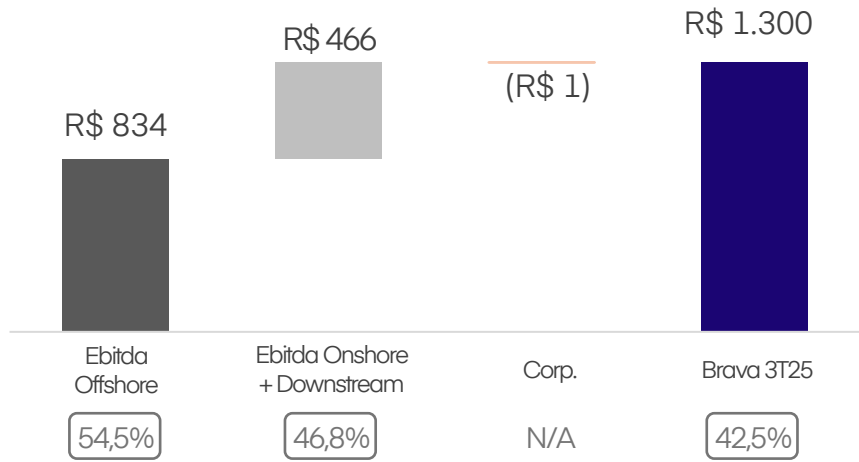
EBITDA Ajustado 3T25 | EBITDA Recorde e Expansão da Margem impulsionada pelo Offshore



Visão Trimestral (R\$MM & US\$MM)

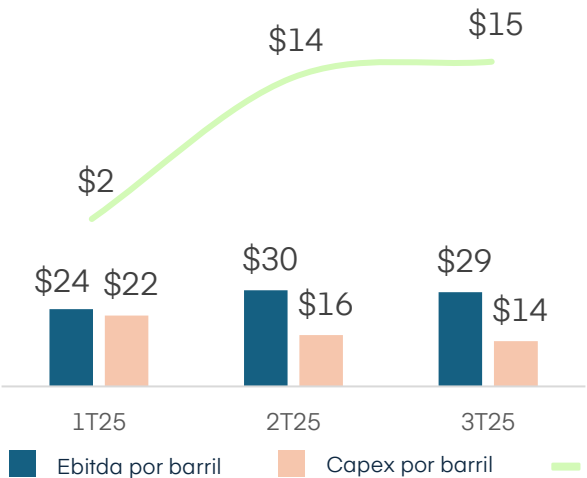


EBITDA Ajustado 3T25 Breakdown (R\$MM)

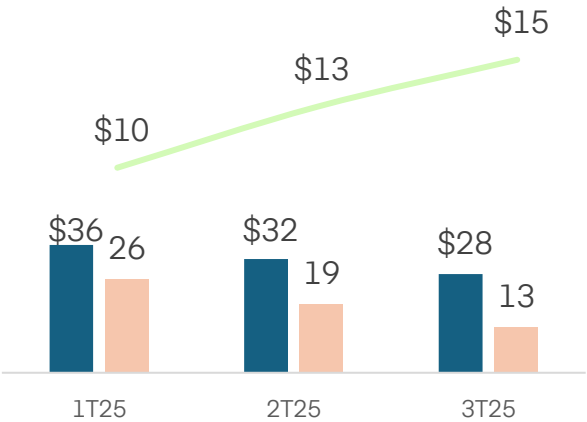


Ebitda vs. Capex por segmento

FCO Offshore (US\$/boe)



FCO Onshore + Downstream (US\$/boe)



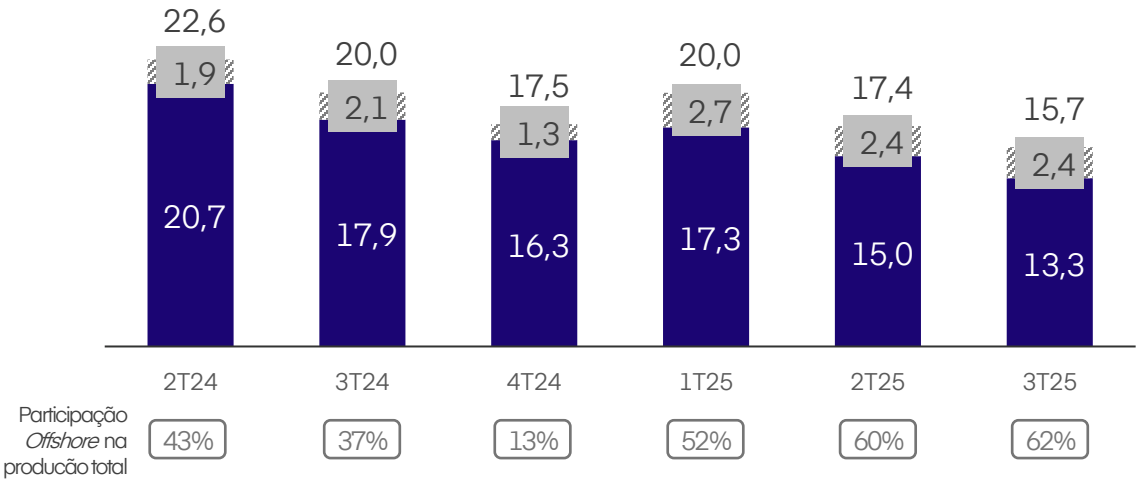
- ✓ Melhora do fluxo de caixa livre operacional em todos os segmentos, compensando a queda de ~10% do Brent no ano
- ✓ EBITDA Ajustado atingiu um recorde de US\$238 milhões (+82% A/A), com expansão da margem para 42,5%;
- ✓ Offshore: EBITDA ajustado +5% T/T & 4,2x A/A, com margem de 54,5% (+10 p.p.);
- ✓ Onshore: EBITDA por barril referência no LatAm segmento.

Lifting Cost 3T25 | Menor *Lifting Cost* desde a fusão



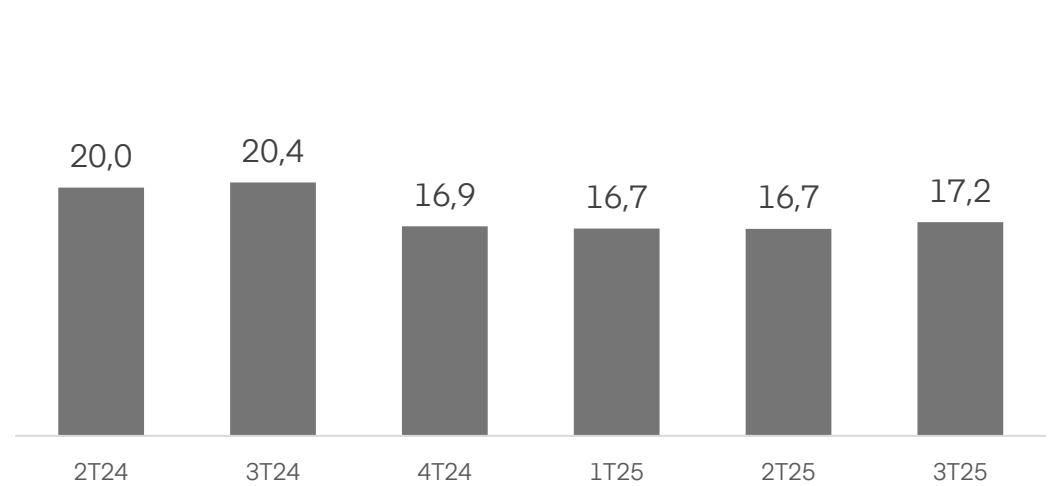
Lifting Cost Brava (US\$ / boe)

Custo de afretamento



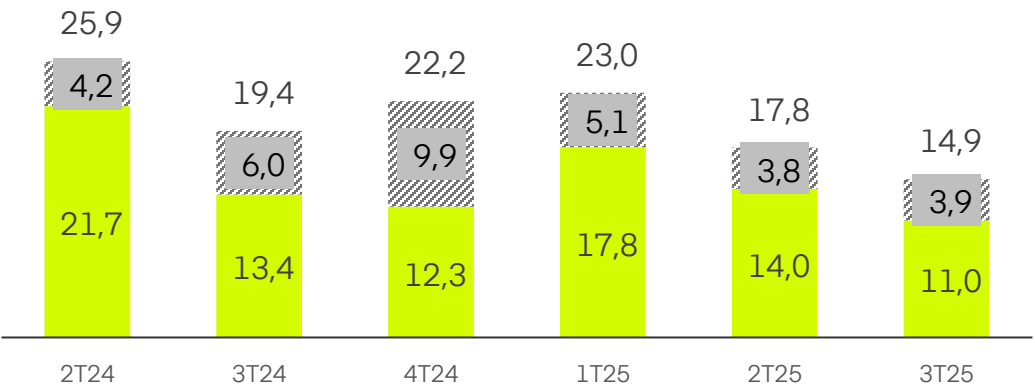
- **Offshore:** -17% T/T impulsionado por produção recorde: Atlanta: -22% T/T devido ao aumento de produção e Papa-Terra abaixo de US\$25/boe em 9M, com potencial para melhora;
- **Onshore:** +3% T/T impulsionado por maiores custos de energia.

Lifting Cost Onshore (US\$ / boe)

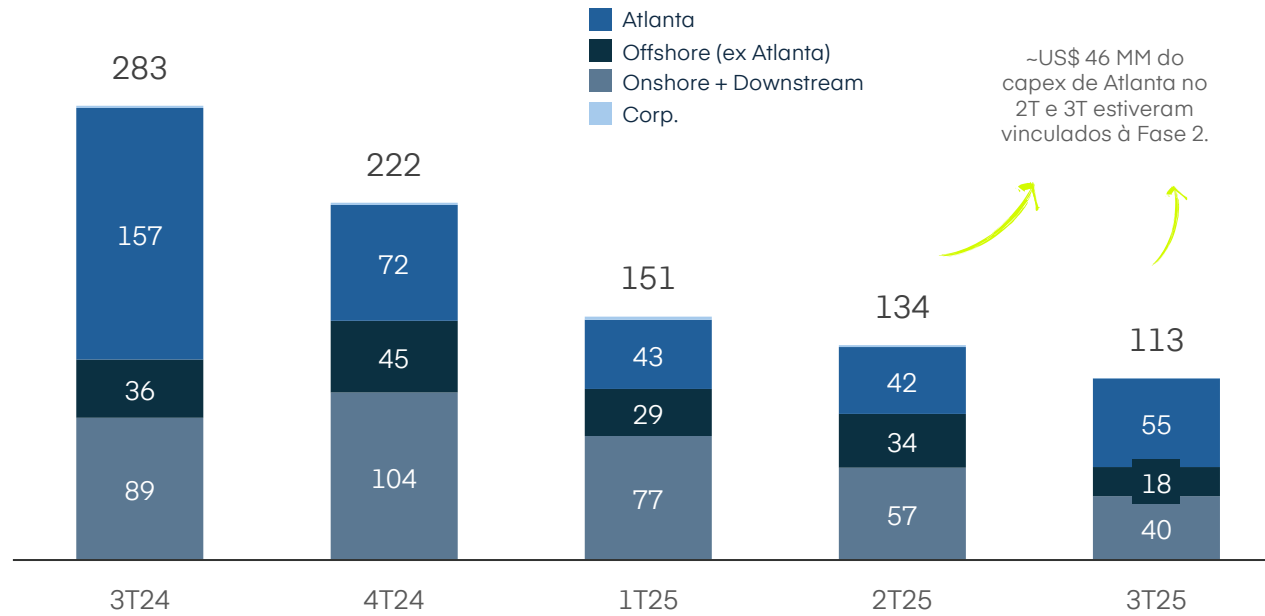


Lifting Cost Offshore (US\$ / boe)

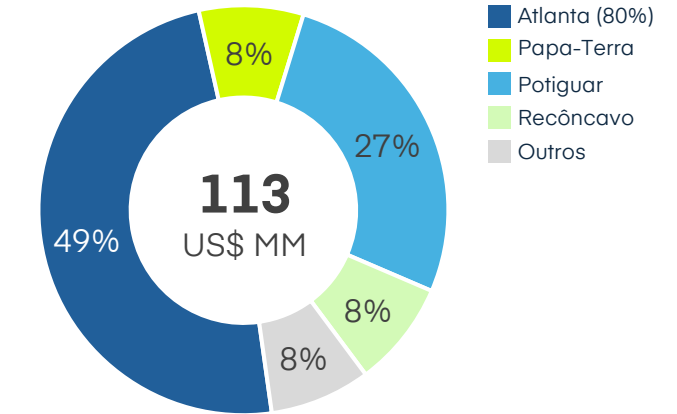
Custo de Afretamento



Visão trimestre (US\$ MM)

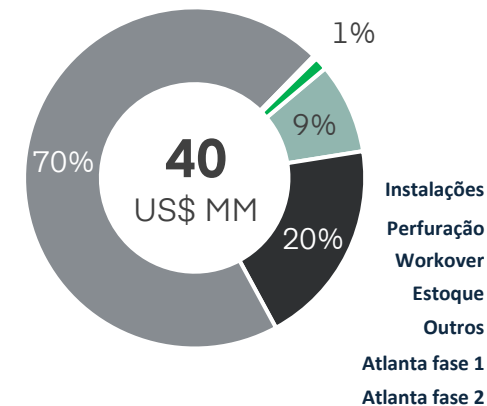


Detalhamento do Capex no 3T25 (%)

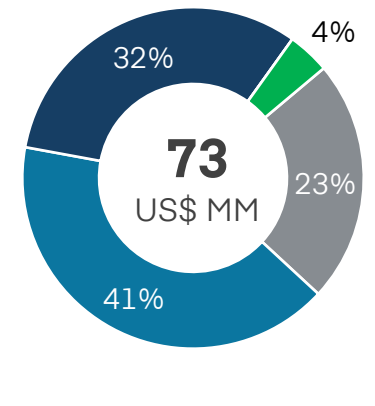


- ✓ A implementação de Atlanta (Fase 1) foi concluída e representou 23% do Capex em 2025. A Brava já está executando a Fase 2 de Atlanta: US\$ 46 MM em 2025.
- ✓ **Capex *onshore***: -34% T/T ou -64% em relação ao 4T24. Resultado impulsionado pela otimização de sondas (de 24 para 7 no final do 3T25) mobilizadas;
- ✓ Capex focado em projetos de alto retorno.

Onshore + Downstream 3T25 (%)



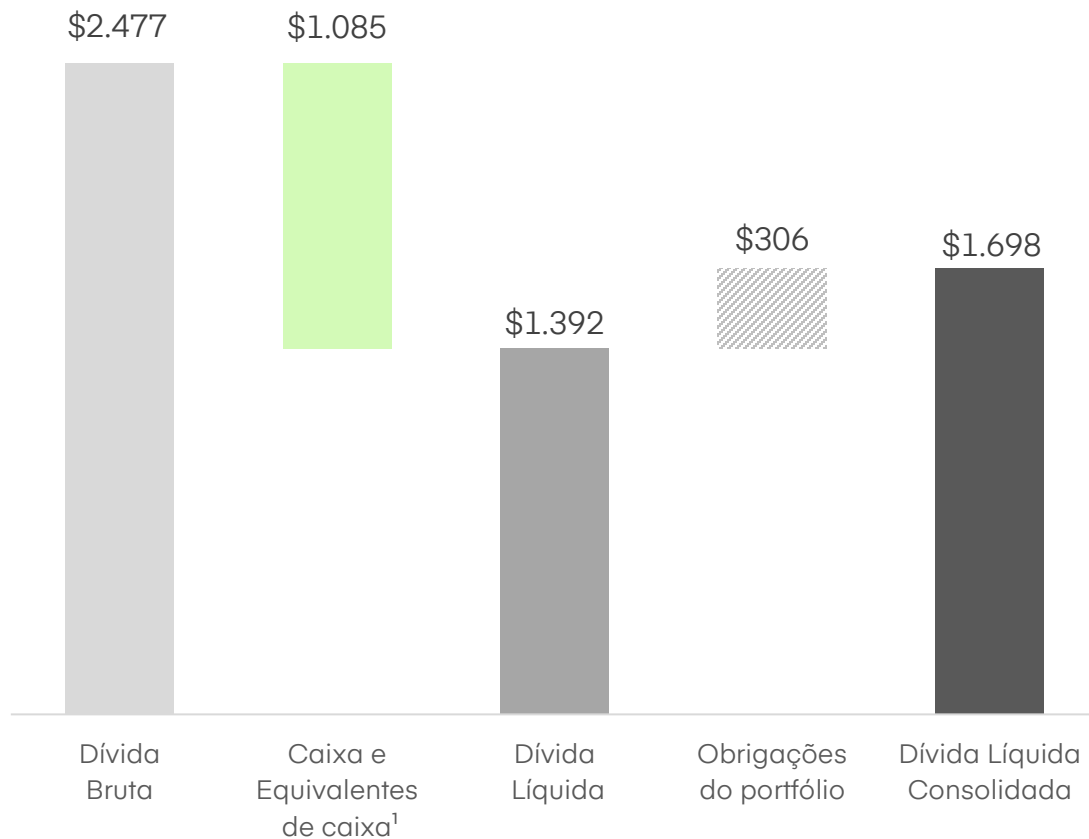
Offshore 3T25 (%)



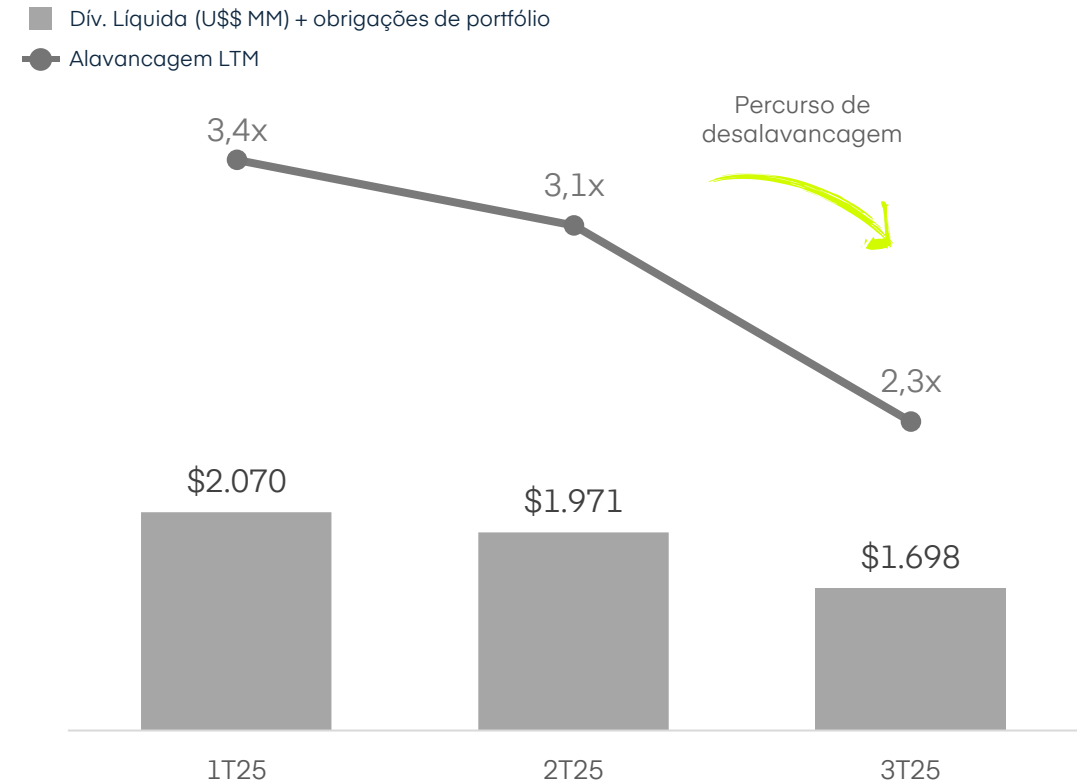
Estrutura de Capital | Desalavancagem em curso: redução da dívida líquida e forte posição de caixa

- ✓ Liquidez robusta: US\$ 1.085 MM em caixa e equivalentes + US\$ 138 MM em estoques de petróleo e derivados (a custo);
- ✓ Dívida líquida/EBITDA: 2,3x LTM (2,2x em R\$) no 3T25.

Posição de caixa e endividamento | Final do 3T25
(US\$ MM)



Desalavancagem financeira
Dívida líquida vs. Alavancagem LTM

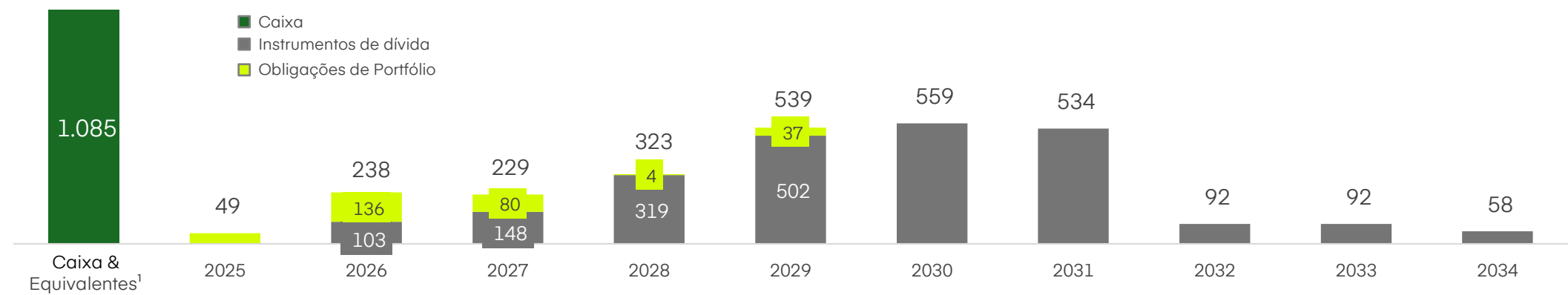


Nota: (1) O montante de caixa e caixa equivalente considera os saldos de investimentos financeiros e caixa restrito, excluindo o investimento financeiro TRS da 3R Lux, no valor de US\$ 507,9 milhões

Forte Liquidez + *Liability management* playbook= Melhoria no perfil da dívida



Caixa vs. Perfil de Amortização da Dívida
final do 3T25
(US\$ MM)



Obrigações de Portfólio
(US\$ MM)

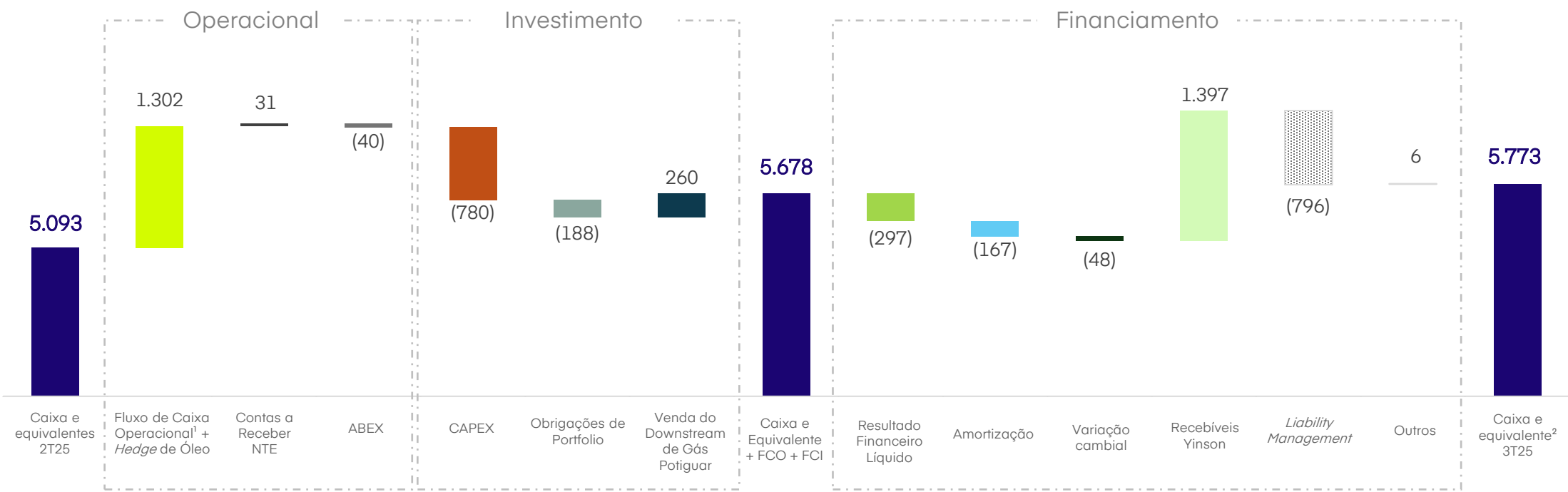
Ativos	4T25	2026	2027	2028	2029	Total
Em milhões de dólares						
Peroá (WI 100%)	-	26	-	-	-	26
Papa Terra (WI 62,5%)	18	4	8	4	37	71
Potiguar	-	77	72	-	-	149
Pq. das Conchas (WI 23%)	31	28	-	-	-	59
Total de Pagamentos	49	136	80	4	37	306
Contingente	18	30	8	4	37	97
Diferido	31	105	72	-	-	208

O perfil de amortização no 3T25 reflete *liability management* em curso:

- I. 2ª maior dívida (US\$ 500 milhões) refinanciada: redução de custo de 11,1% para 8,7%, com melhor perfil de amortização e pacote de garantias aprimorado;
- II. Pré-pagamento da debênture local mais cara em julho;

- ✓ Custo médio da dívida²: de ~8,7% no 1T25 para ~8,1% em USD no 3T25;
- ✓ Pagamento de US\$ 34 milhões em obrigações de portfólio no 3T25.

Nota: (1) O montante de caixa e caixa equivalente considera os saldos de aplicações financeiras, caixa restrito e exclui o investimento financeiro em TRS da 3R Lux no valor de US\$ 507,9 milhões; (2) Inclui obrigações do portfólio



- I. O fluxo de caixa operacional atingiu R\$ 1,3 bilhão, sustentado por produção recorde e disciplina de custos em todos os segmentos;

II. Normalização do ABEX após descomissionamento do Petrojarl;

III. Contas a receber da NTE foram positivas no 3T25, apoiadas pela melhoria contínua em Papa-Terra;
- IV. Pagamento de US\$ 35 milhões em obrigações de portfólio durante o 3T25, vinculadas a Papa-Terra e Peroá;

V. A variação cambial está relacionada à posição de caixa convertida para dólares;

VI. *Liability management* e a monetização dos recebíveis da Yinson impulsionaram o caixa no 3T25.

¹ Geração de Caixa Operacional (GCO) considera o Hedge de commodity (R\$ 15,3 milhões). ² O montante de caixa e equivalentes de caixa considera os saldos de aplicações financeiras, caixa restrito e desconsidera a aplicação financeira do TRS da dívida de R\$ 2.701,1 milhões.

Estratégia Padrão de Rolagem de *Hedge*¹

Período	Próximos 3 m	4 - 6º m	7 - 12º m	13 - 18º m
% estimado da curva PDP	40% - 70%	30% - 60%	20% - 50%	10% - 30%

✓ Previsibilidade do fluxo de caixa e redução da volatilidade do preço efetivo do petróleo nos próximos 18 meses

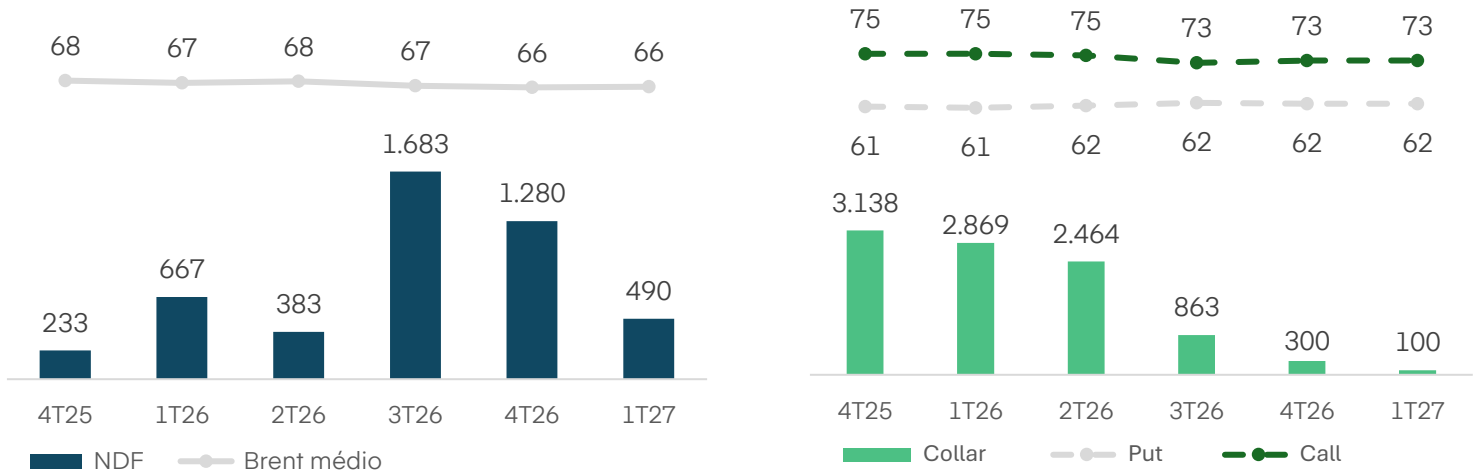
Rolagem de *Hedge* Extra¹

Se a "Estratégia Padrão de Hedge Rotativo" máxima não for suficiente
(i) para evitar quebra de *covenants* e/ou
(ii) para viabilizar o ponto de equilíbrio (*breakeven*), considerando 75% do CAPEX

ao modelar com o Brent a USD 50 por barril durante 18 meses consecutivos:

Período	Próximos 3 m	4 - 6º m	7 - 12º m	13 - 18º m
% estimado da curva PDP	até 80%	até 70%	até 60%	até 40%

Posição de *Hedge* Final do 3T25



Estratégia de Hedge com horizonte de 18 meses

NDF:

- ✓ 4,74 milhões de barris protegidos
- ✓ Preço médio do Brent de US\$ 66,7/barril

Collar (zero cost):

- ✓ 9,7 milhões de barris protegidos
- ✓ Faixa de hedge entre US\$ 61,3 e US\$ 74,9/barril

1. . Limites *Hedge* de Brent. É possível exceder os limites indicados nas tabelas acima mediante a compra de contratos de Put adicionais, com limites específicos para cada período, conforme a estratégia aprovada pelo CA.

Próximos passos para 4T25 e 2026

- ✓ Foco na geração de caixa livre e na desalavancagem;
- ✓ Conclusão das negociações envolvendo a individualização do Campo Jubarte e BC-10 (Parque das Conchas);
- ✓ Destruar sinergias após o *liability management* e reorganização corporativa;
- ✓ Concluir ajustes no sistema de produção de Atlanta durante o 4T25;
- ✓ Concluir a parada programada em Papa-Terra e Parque das Concha programada para Nov/25;
- ✓ Início da campanha de perfuração *offshore* em Papa-Terra e Atlanta;
- ✓ *Onshore* EOR: conclusão do projeto-piloto com nitrogênio, avaliação dos resultados e início de projeto com uso de polímero.



BRAVA

Q&A

