

BRAVA

BRAV3 | Apresentação de Resultados | 2T25



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 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 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. 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.

86 kboe/d

Produção
média no 2T25

R\$ 3,1 bi

2T25 receita líquida
+9.3% T/T

US\$ 15,0

Lifting cost -13% T/T
(excl. custo de afretamento)

91 kboe/d

Produção recorde em
jul/25: + 6% sobre o 2T25

R\$ 1,3 bi

(US\$ 235 MM)

2T25 EBITDA
Ajustado +24% T/T

US\$ 933 MM

Posição de caixa no 2T25
Robusto FCF¹ de US\$ 146 MM

Destaques

- ✓ Produção recorde no 2T25 seguida de produção mensal recorde em julho;
- ✓ 2 poços conectados em Atlanta em julho e melhor eficiência operacional em Papa-Terra no 1S25 desde a aquisição;
- ✓ *Lifting cost. Offshore* em US\$ 14,0 com espaço para melhoria combinado com resultados estáveis no *Onshore*;
- ✓ Redução de Capex: *onshore* -28% T/T e implementação da fase final do projeto Atlanta;
- ✓ Custo total da dívida reduzida de ~8,7% para ~8,2%;
 - I. Refinanciamento de US\$ 500 MM: novo empréstimo com melhores custo, *duration* e pacote de colaterais;
 - II. Pré-pagamento da debênture mais cara (~US\$ 125 MM);
 - III. Monetização do crédito do FPSO Atlanta: US\$ 260 MM + efeitos positivos futuros no fluxo de caixa operacional de mais de US\$ 40 MM;
- ✓ *Signing* da parceria no *Downstream* de gás de Potiguar.

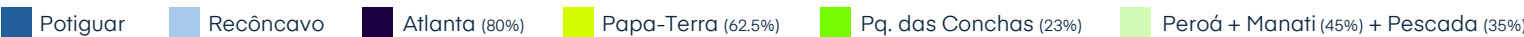
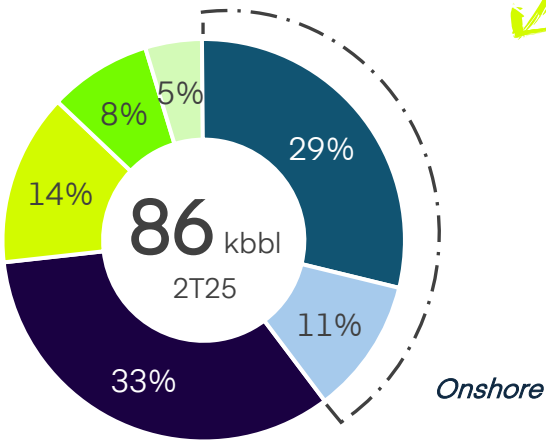
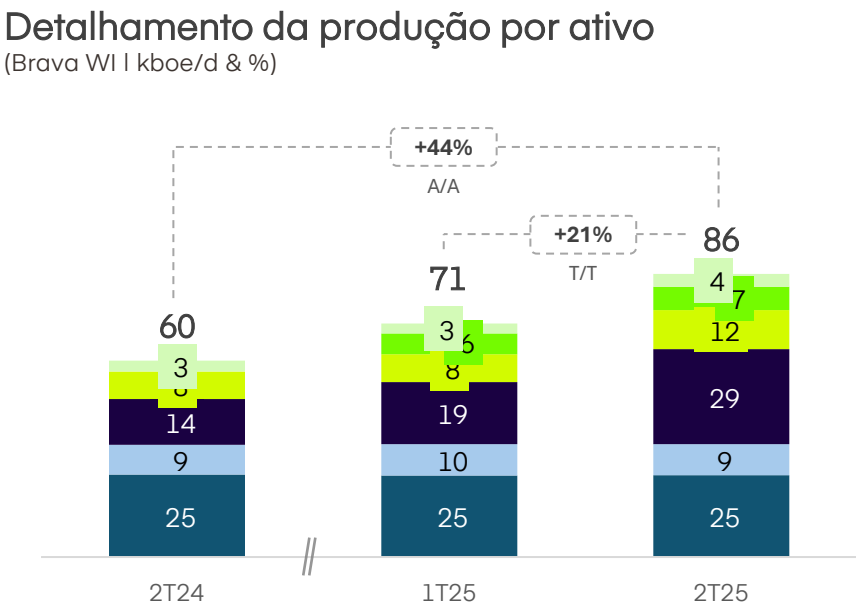
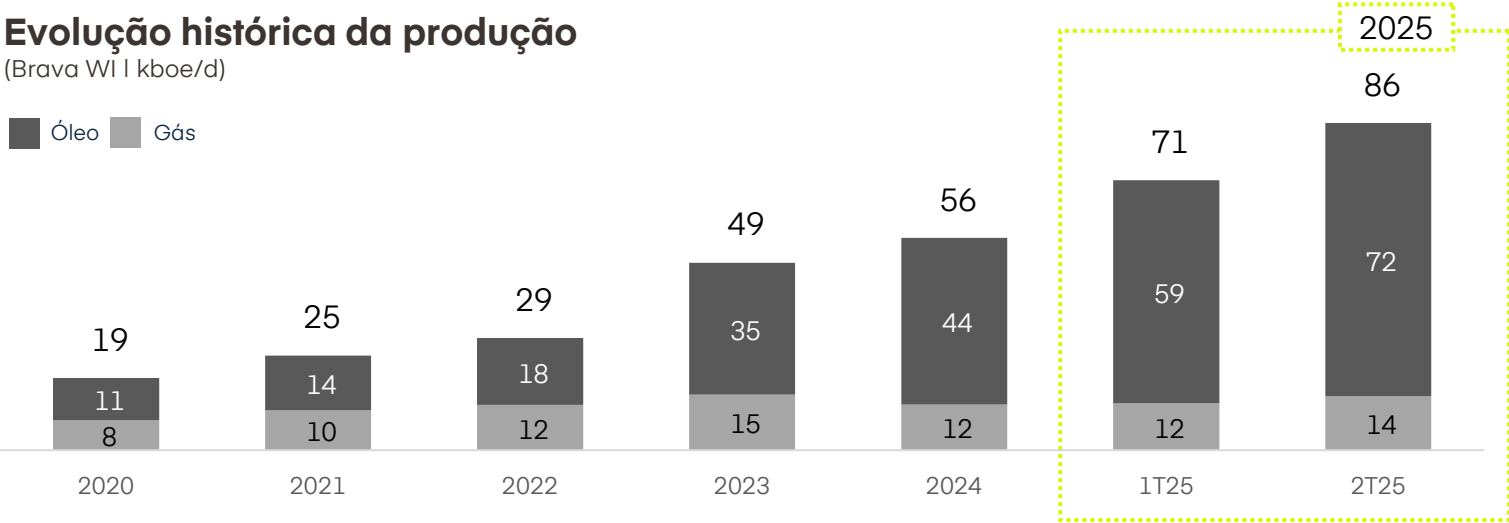
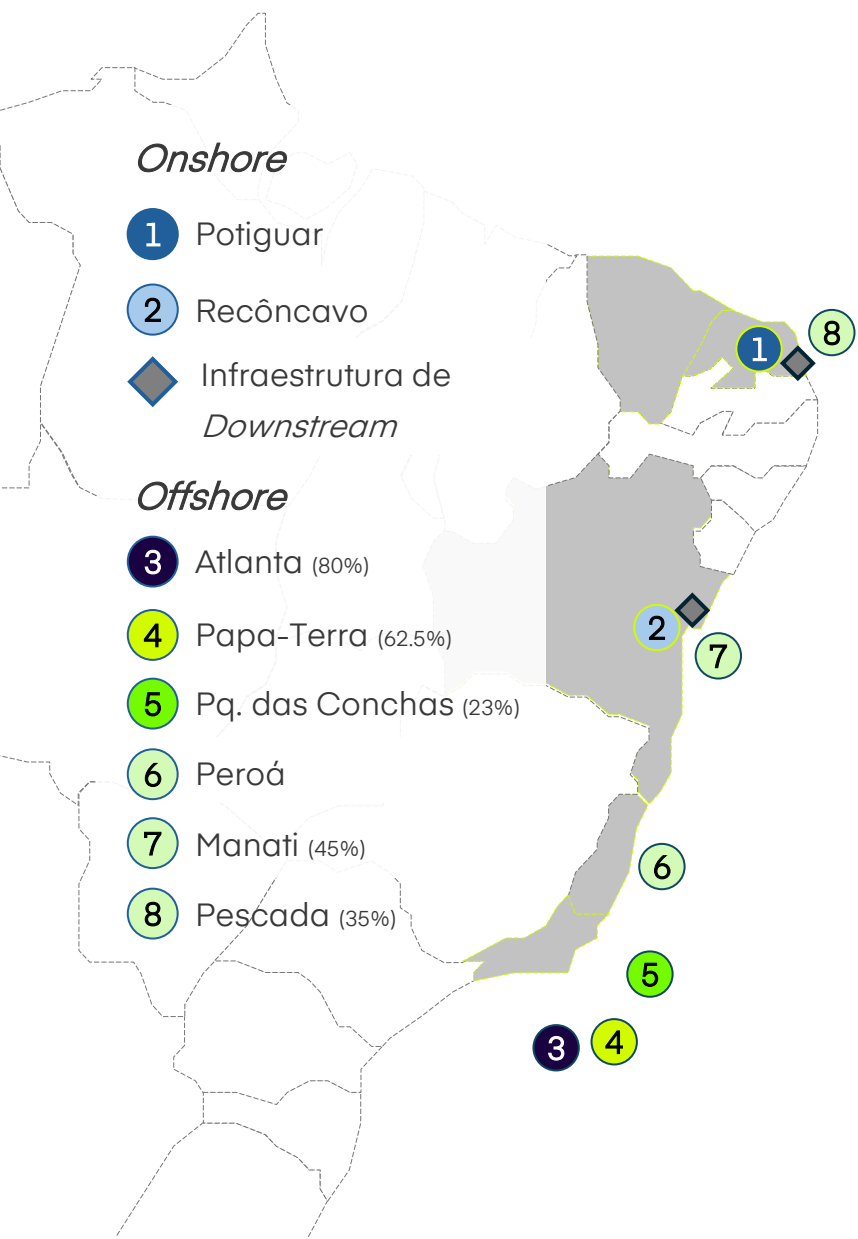
¹ Não considera os recebíveis da parceira em Papa-Terra (Nova Técnica Energy) e da ABEX realizados no período, impactados pelo FPSO Petrojarl.

Destques Operacionais

BRAVA



2T25 Sumário da Produção Brava | Evolução em curso



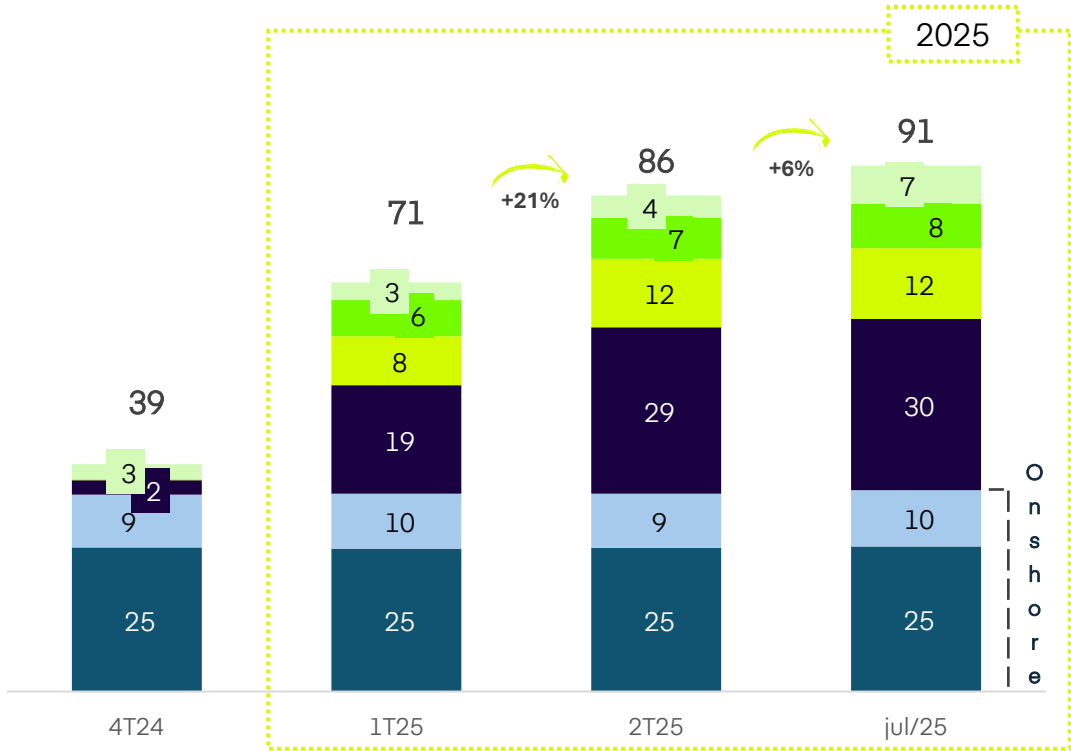
3T25 começando em alta: recorde de produção em julho/25



- ✓ Produção recorde no 2T25 seguida por **produção mensal recorde em julho/25**: Resiliência *Onshore* + Evolução *Offshore*;
- ✓ *Milestones* operacionais do 3T25:
 - 2 poços (2H & 3H) conectados ao FPSO Atlanta em julho;
 - melhoria contínua da eficiência operacional de Atlanta, Papa-Terra e do *Onshore*.
- ✓ Perfil de produção (e crescimento) concentrado em óleo ➡ melhor EBITDA e *free cash flow* por barril.

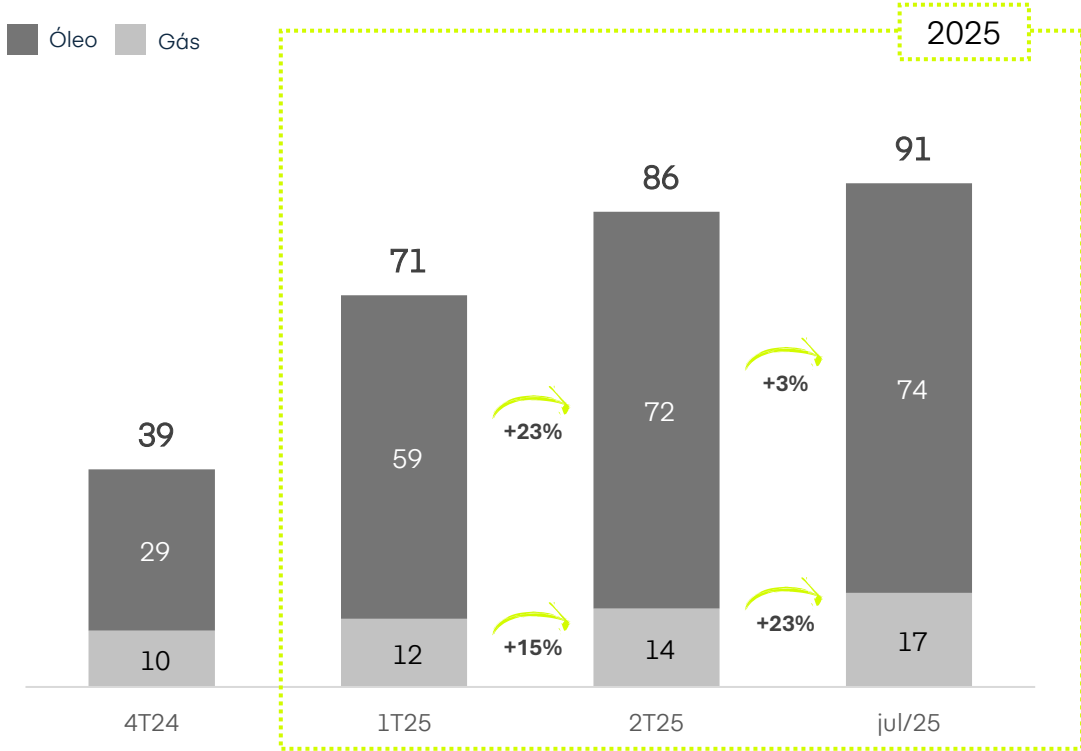
Produção total – Onshore & Offshore

(Brava WI | kboe/d)



Produção de Óleo e Gás

(Brava WI | kboe/d)

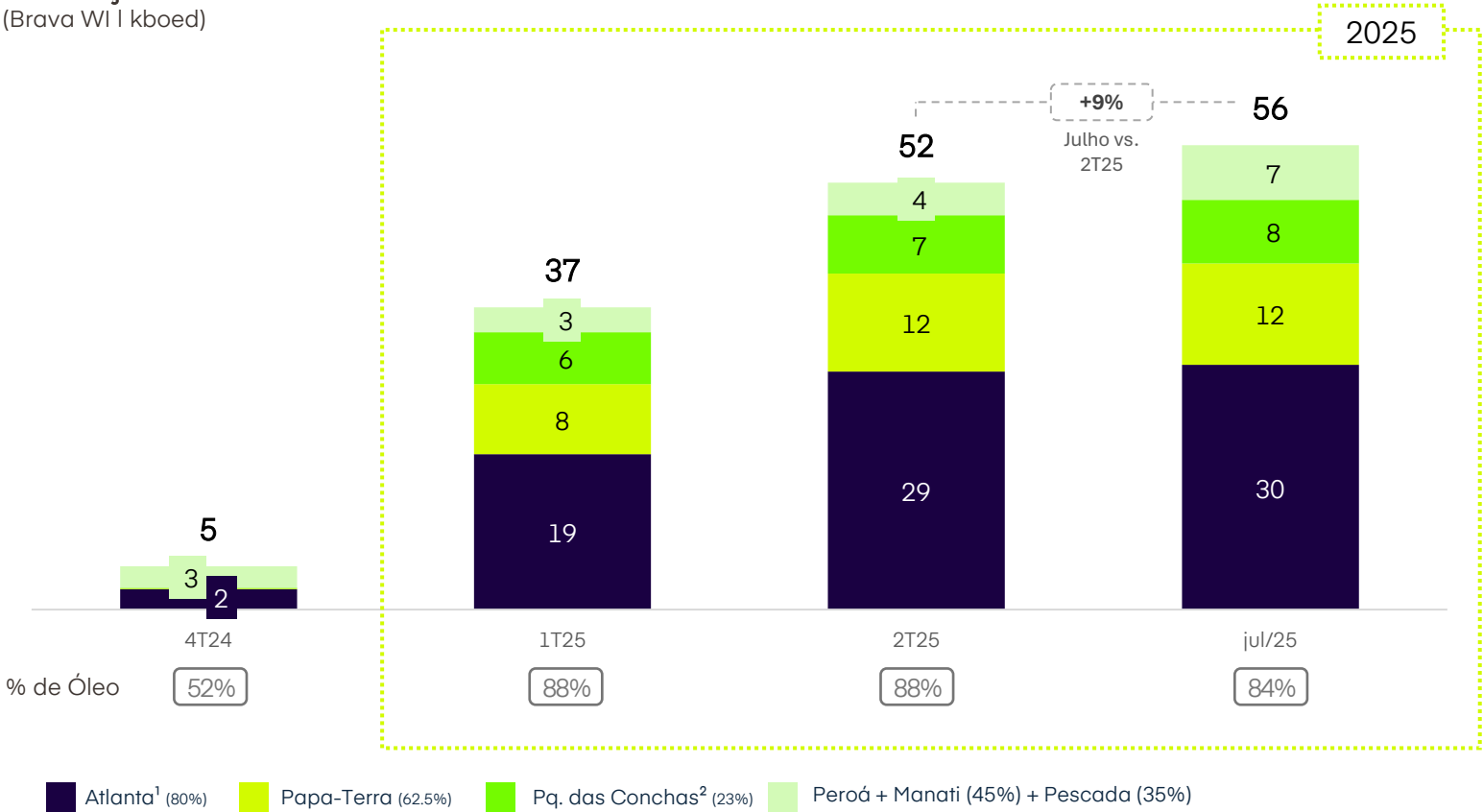


Offshore | Forte evolução

- Atlanta: 36kboe/d (100% de participação) no 2T25 com 4 poços, +53% vs.1T25;
- ✓ Mais 2 poços conectados em julho/25;
- Papa-Terra: 19kboe/d (100% de participação) no 2T25, +40% vs.1T25;
- ✓ 1S25 apresentou os melhores resultados de eficiência operacional para o ativo desde a aquisição em 2022;
- Manati: produção retomada em maio e com expectativa de aumento da produção no 2S25.

Produção Total Offshore

(Brava WI | kboed)



Fonte: ANP e Companhia

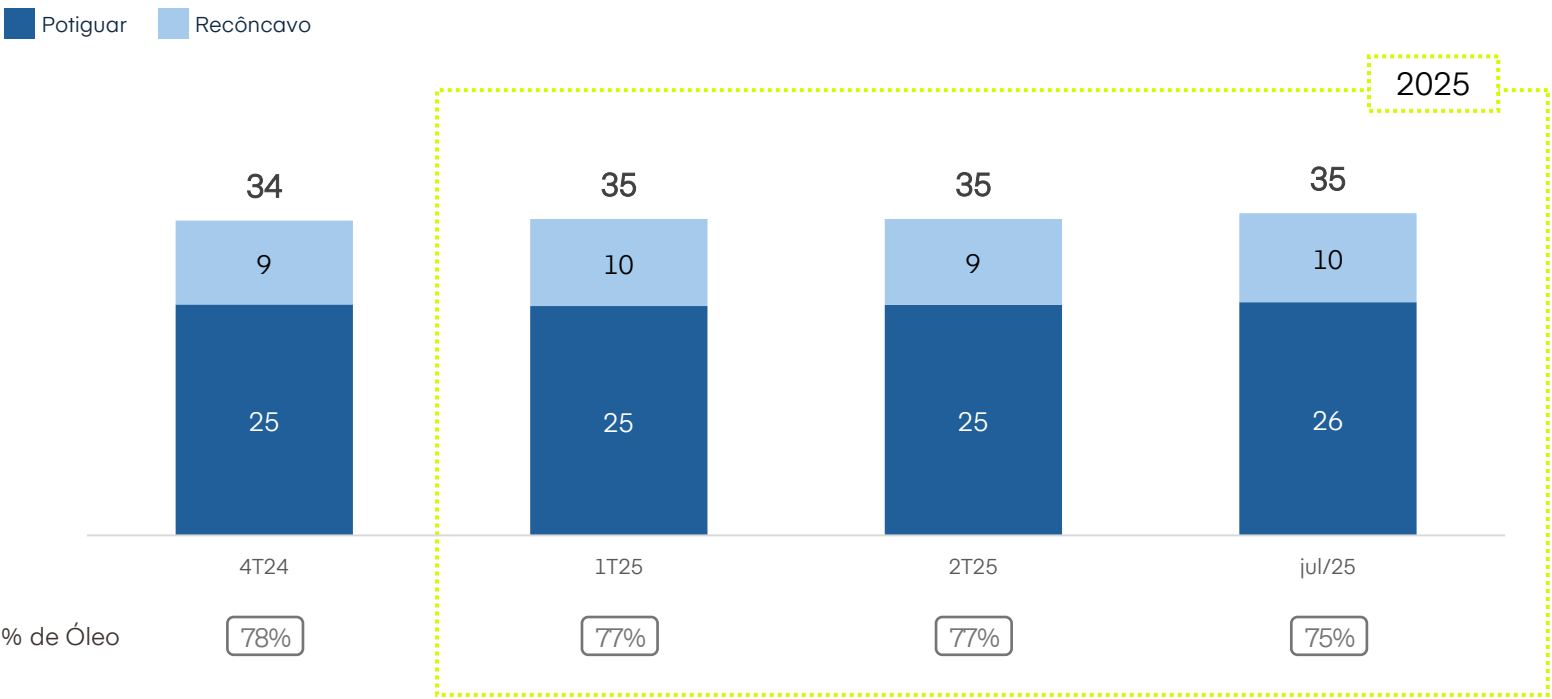


FPSO Atlanta

Onshore | Foco em eficiência

- ✓ Produção estável por todo o portfolio *onshore* mesmo com redução de Capex;
- ✓ Racionalização das operações com a redução do número de sondas *onshore* de um pico de 24 para 9 até o final do 2T25;
- ✓ Expansão dos projetos de injeção de vapor em curso para suportar a produção nos próximos trimestres;
- ✓ EBITDA competitivo e *free cash flow* por barril suportado pela produção estável.

Produção Total *Onshore*
(Brava WI | kboed)



2T25

Destques Financeiros e Comerciais

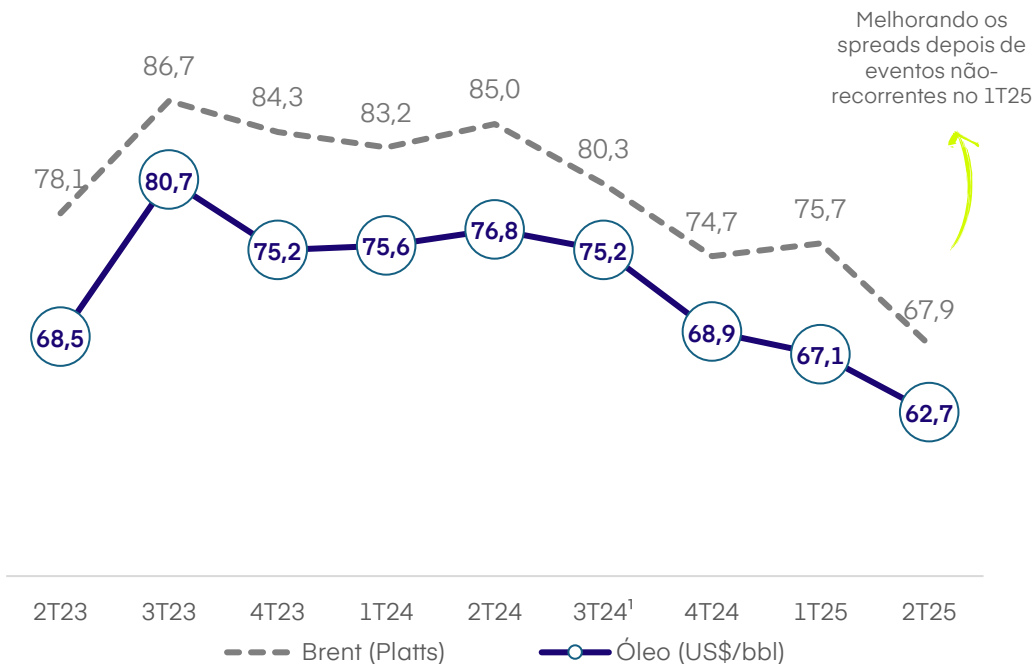
Comercialização I Força do portfólio suportando melhor monetização



- ✓ Alavacando nas forças do portfólio: *offload* recorde no 2T25 de ~4 milhões de barris considerando Atlanta, Parque das Conchas e Papa-Terra;
- ✓ *Co-loading* da produção de Atlanta e Parque das Conchas durante o 2T25, atendendo aos mercados de óleo combustível com baixo teor de enxofre;
- ✓ Novo contrato de Papa-Terra válido para 3T25;
- ✓ Fechando o *gap* no 2T25: menor desconto por todo portfólio depois de eventos não-recorrentes no 2T25.

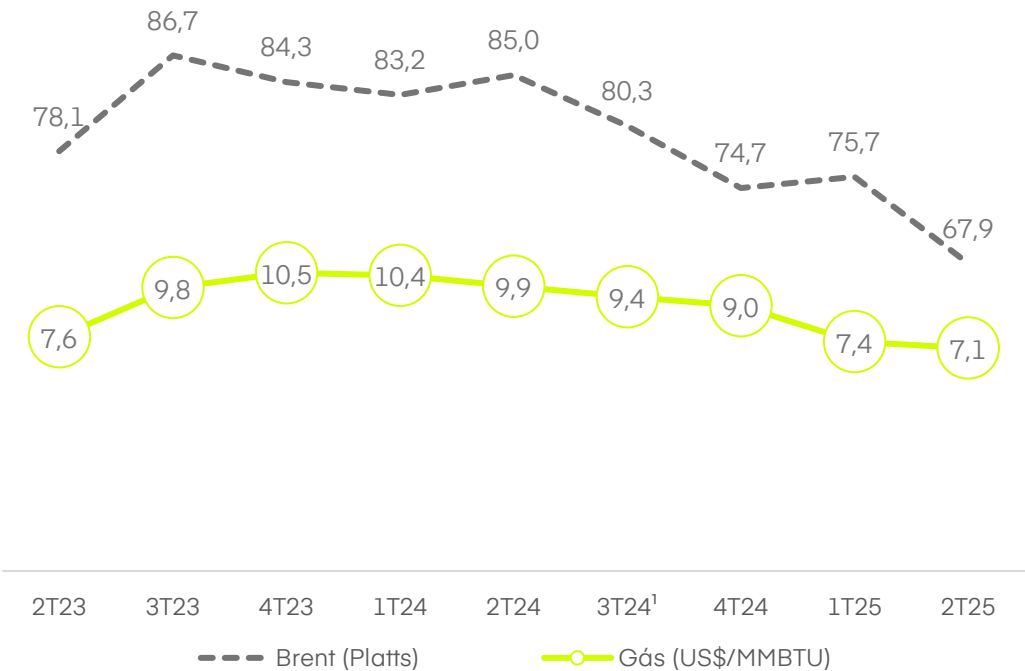
Spreads de óleo

Preço médio do Brent vs. Preços médios realizados de óleo



Spreads 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 de setembro de 2024 (inclusive), e do Campo de Manati. Na comparação histórica, considera apenas os dados da 3R. (2) Não considera a venda de gás entre empresas do mesmo grupo (*intercompany*).

Receita Líquida 2T25 | Receita recorde impulsionada por produção histórica



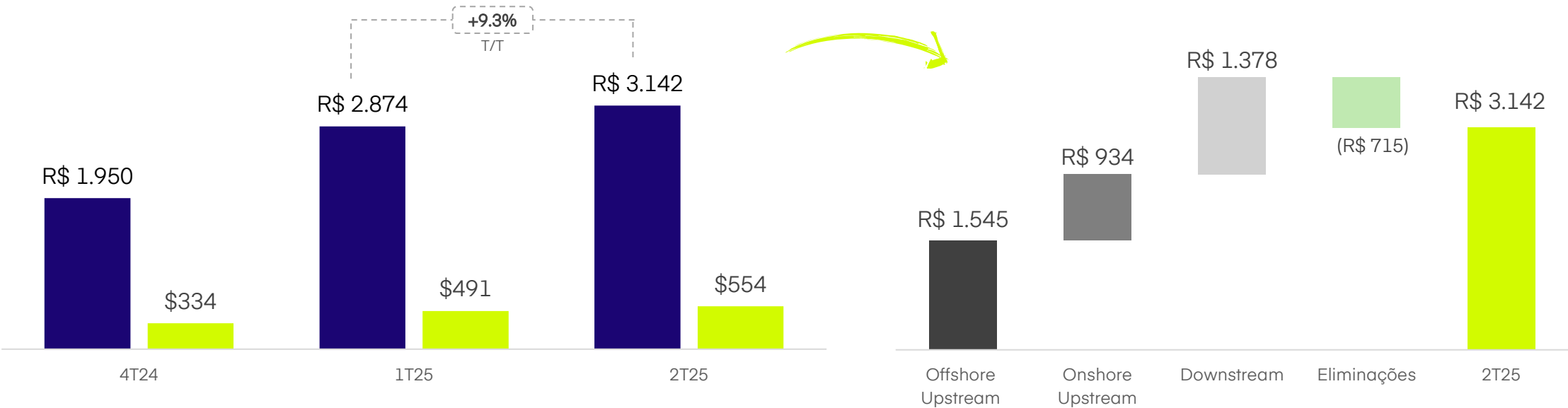
Resultados trimestrais

(R\$MM & US\$MM)

■ R\$ ■ US\$

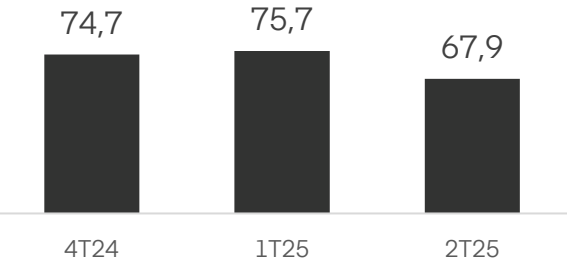
2T25 | Breakdown da Receita Líquida

(R\$MM)

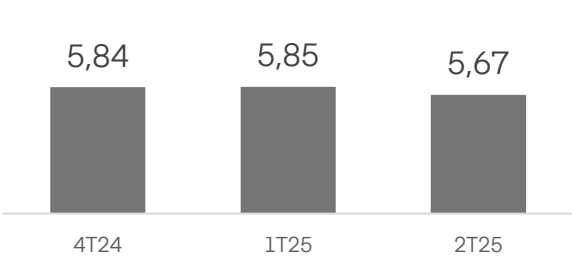


Aspectos Macro

Preço médio do Brent (US\$)



Câmbio Médio | BRL/US\$

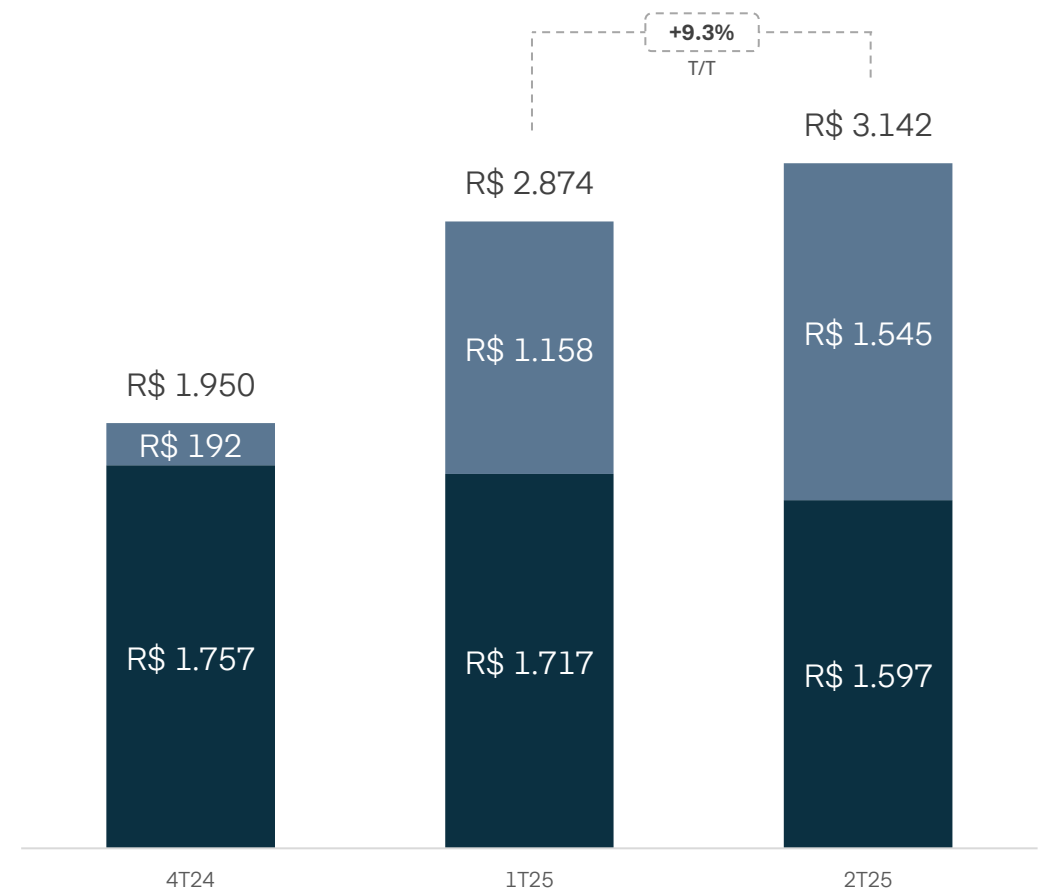


Receita recorde impulsionada por produção histórica no 2T25: 9,3% T/T;

Melhora nos resultados apesar dos desafios macro: preço médio do Brent teve queda de 10,4% T/T.

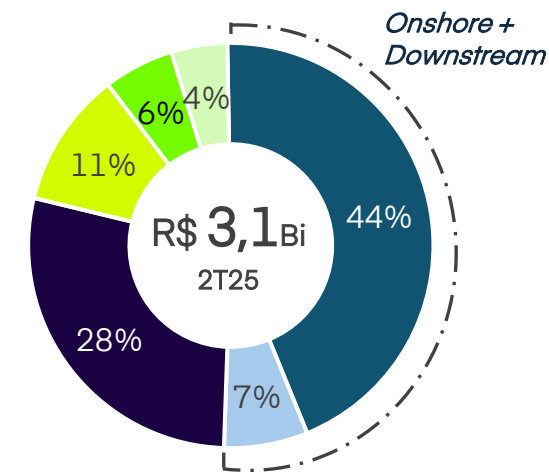
Resultado histórico do trimestre *Onshore* vs. *Offshore*
(R\$MM)

■ *Offshore* ■ *Onshore + Downstream*



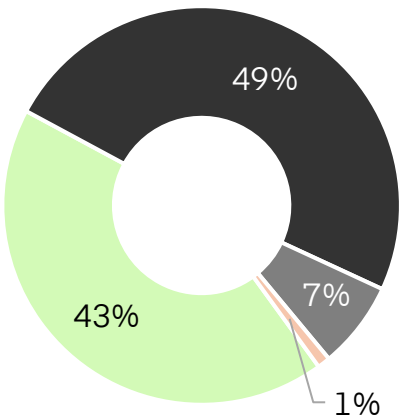
Offshore: A produção recorde de Atlanta e Papa-Terra no 2T25 elevou a participação do segmento para cerca de 50% das receitas totais.

Receita Líquida
Por ativo 2T25



Potiguar
Recôncavo
Atlanta¹ (80%)
Papa-Terra (62.5%)
Pq. das Conchas² (23%)
Peroá + Manati (45%) + Pescada (35%)

Receita Líquida
por produto 2T25



Óleo
Derivados
Gás
Serviços

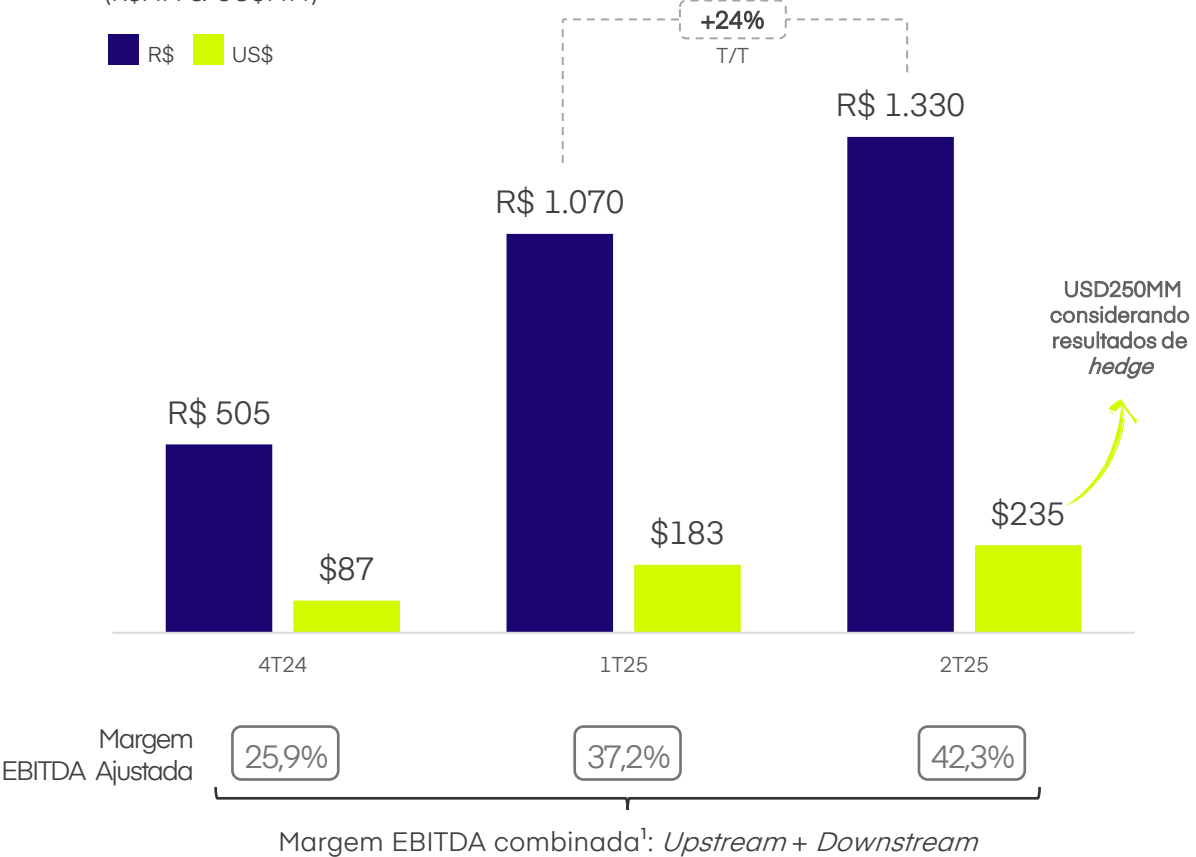
EBITDA Ajustado 2T25 | EBITDA recorde histórico e margens robustas



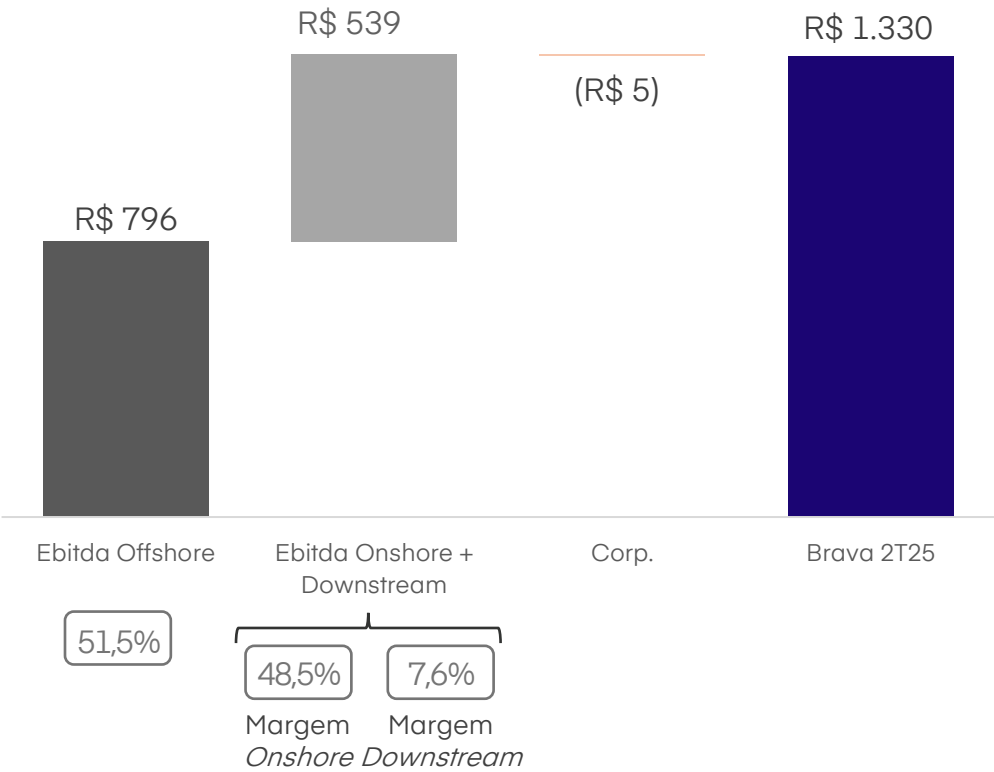
EBITDA total ajustado atingiu o recorde histórico de R\$1,3 bilhão, +24% T/T e +5,1 p.p. alcançando margem de 42,3%:

- ✓ EBITDA Ajustado *Offshore* de R\$ 796 MM: +72% T/T e 2,1x A/A | Margem *Offshore* subiu para 51,5% (+11,6 p.p.) apoiado pelo *momentum* de produção e pela eficiência;
- ✓ EBITDA por barril referência no segmento *onshore* LatAm¹: ~US\$ 32/boe no 2T25.

Visão Trimestral¹ (R\$MM & US\$MM)



EBITDA Ajustado 2T25 Breakdown (R\$MM)

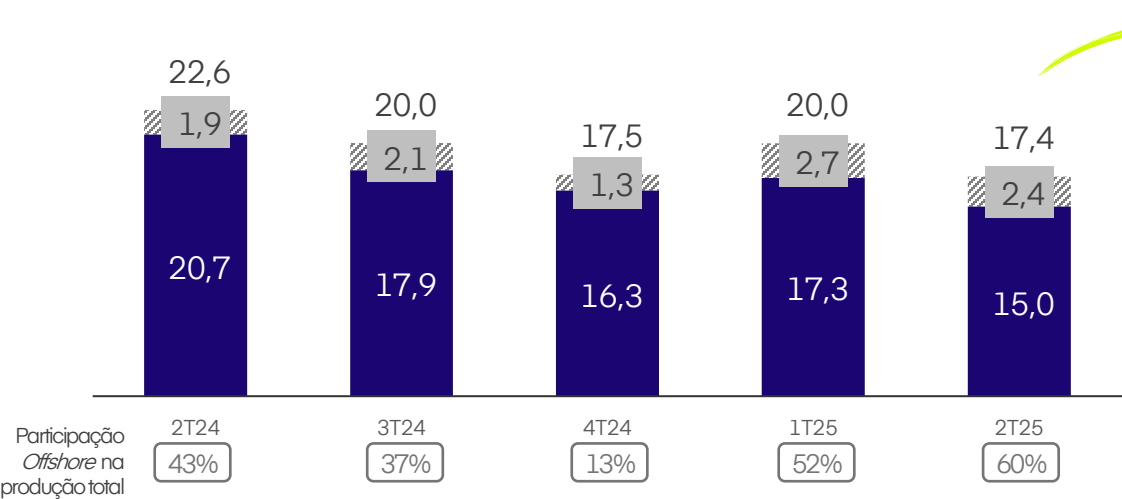


Nota: (1) segment *Onshore* consolida os resultados Upstream + Downstream.

Lifting Cost Brava
(US\$ / boe)



Custo de afretamento

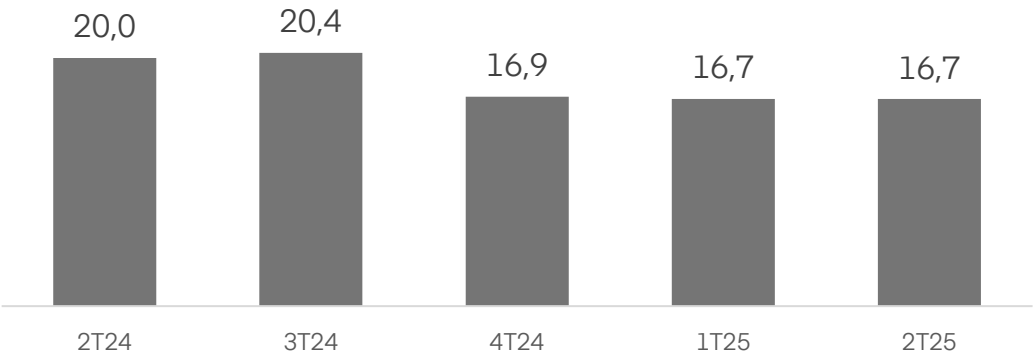


Melhores indicadores de *lifting cost* desde a fusão, sustentados por disciplina de custos e produção recorde.

- **Onshore:** resultado estável, sustentado por eficiência e disciplina de custos;
- **Offshore:** -22% T/T impulsionados por produção recorde em Papa-Terra (+40% T/T) e Atlanta (+53% T/T).

Detalhamento por segmento

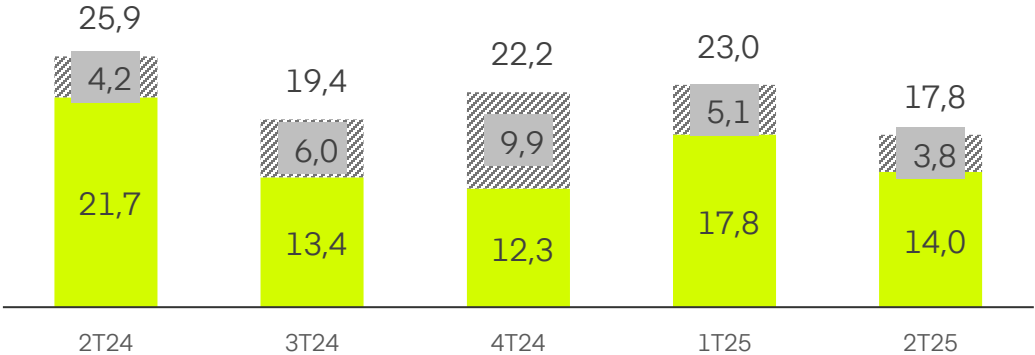
Lifting Cost Onshore
(US\$ / boe)



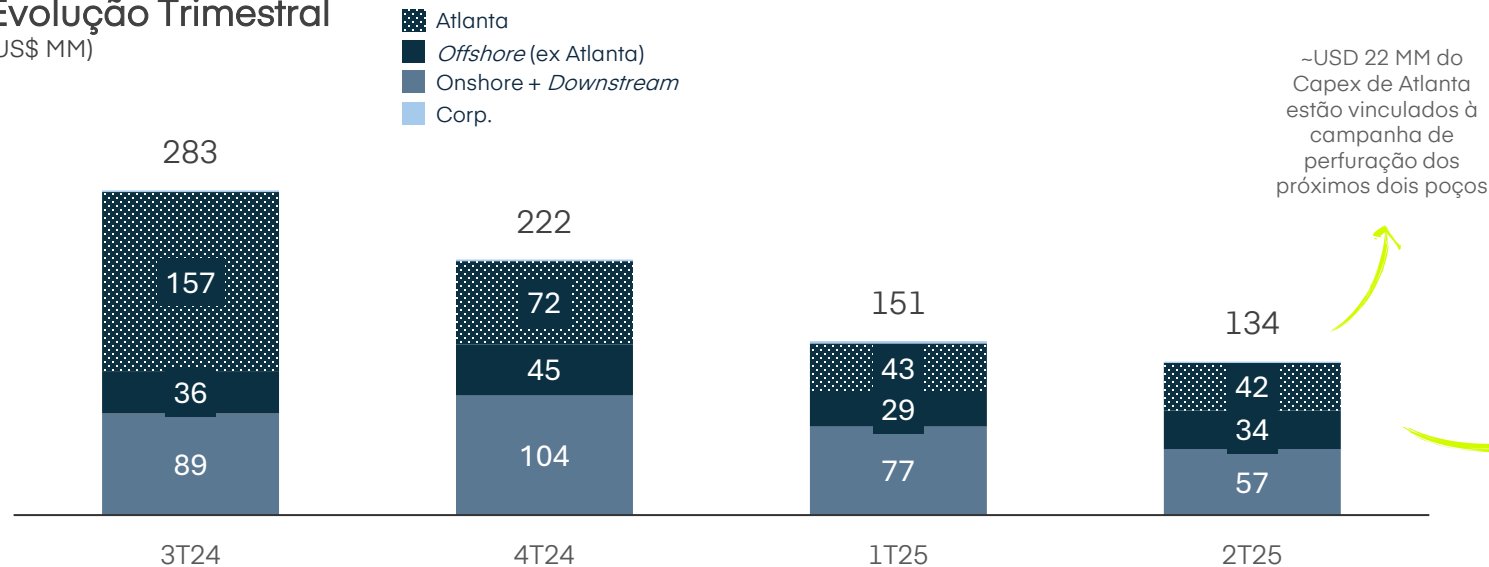
Lifting Cost Offshore
(US\$ / boe)



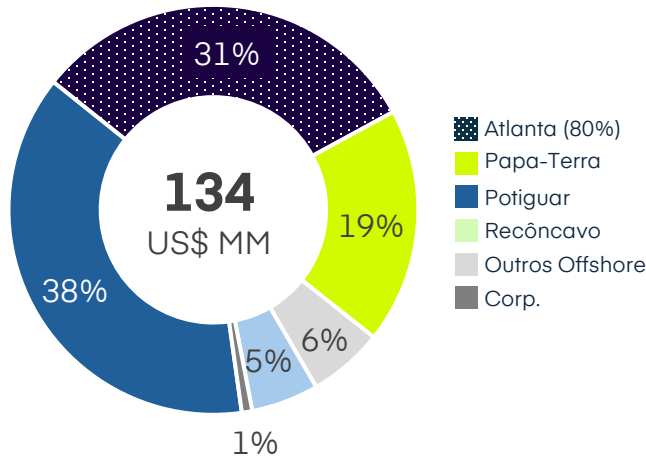
Custo de Afretamento



Evolução Trimestral
(US\$ MM)

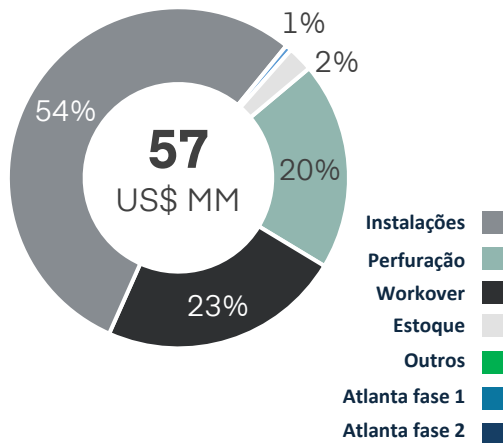


Capex *breakdown* no 2T25 (%)

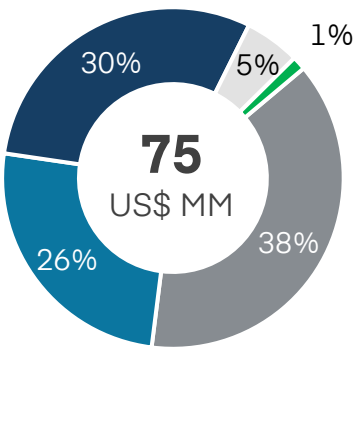


- ✓ 30% do Capex em 2025 foi vinculado ao projeto de Atlanta (novos poços, sistemas submarinos, bombas e conexões com o novo FPSO). A empresa já está implementando o Capex vinculado à Fase 2 de Atlanta;
- ✓ Capex *onshore*: -26% em relação ao trimestre anterior, impulsionado pela otimização de sondas (de 19 no final de 2024 para 9 no 2T25) e foco em projetos com maior retorno. O número de sondas diminuirá ainda mais nos próximos trimestres, o que sustentará a redução do Capex.

Onshore + Downstream 2T25 (%)



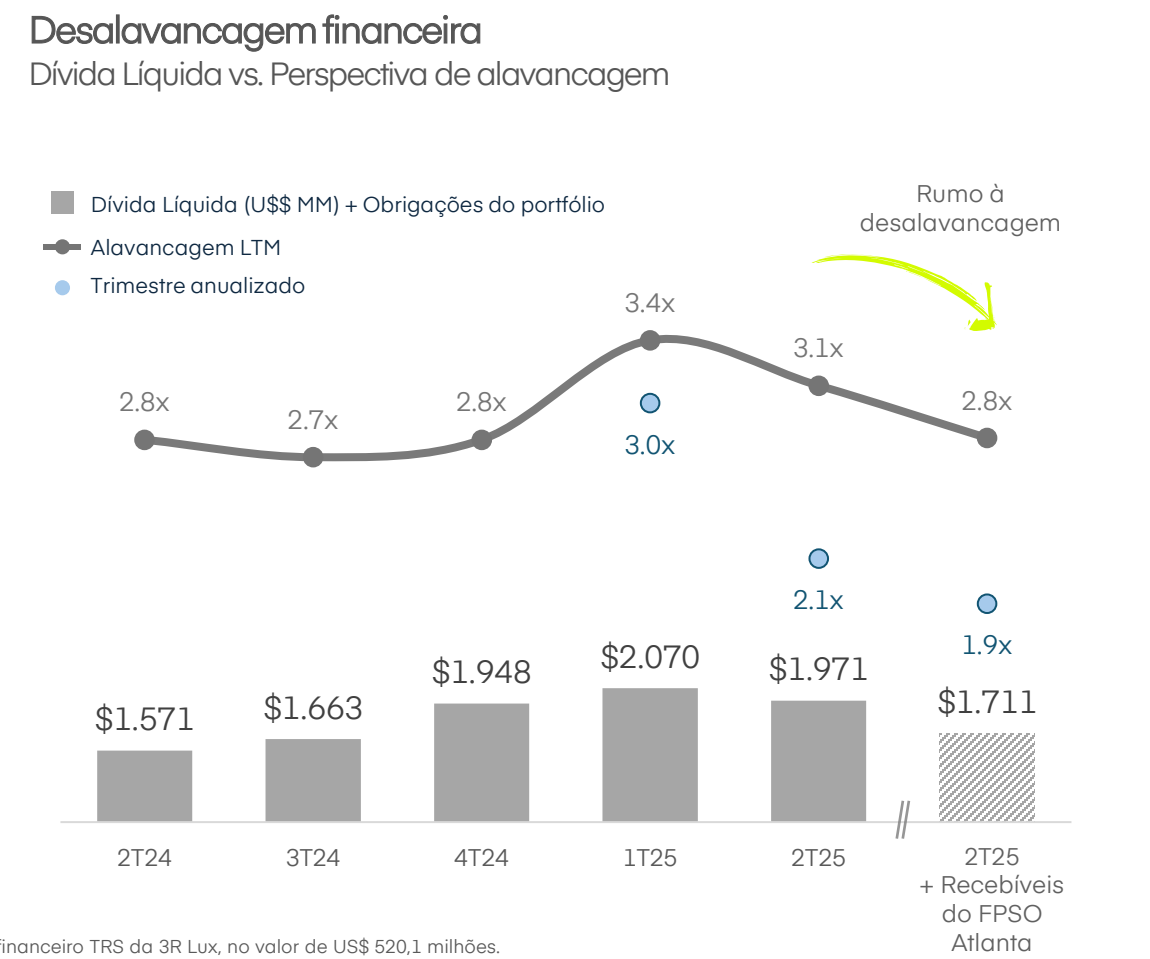
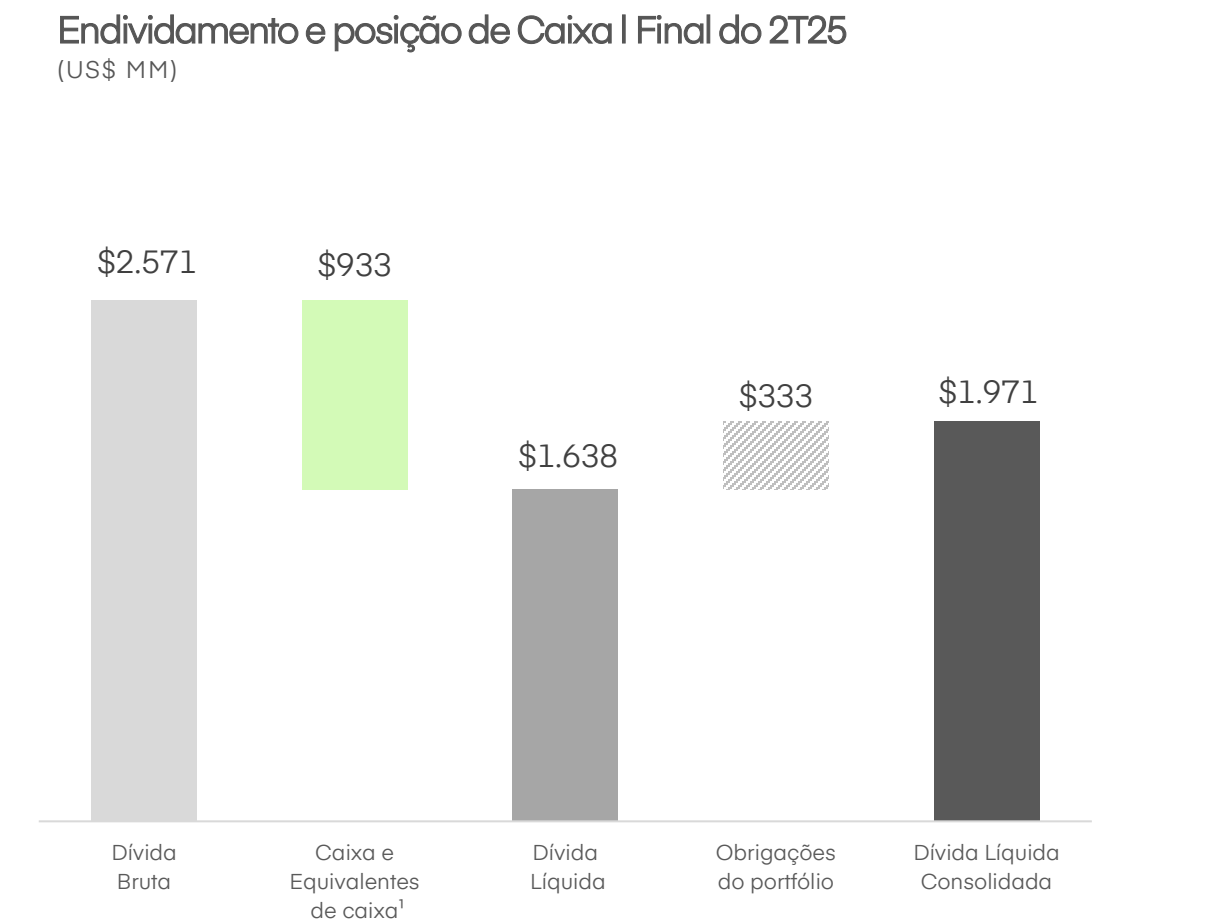
Offshore 2T25 (%)



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

BRAVA

- ✓ O 2T25 terminou com liquidez robusta: US\$ 933 milhões em caixa e equivalentes + US\$ 102 milhões em estoques de óleo e derivados (a custo);
- ✓ A monetização dos Recebíveis do FPSO Atlanta irá apoiar a desalavancagem da dívida líquida e a geração de fluxo de caixa nos próximos trimestres;
- ✓ Dívida Líquida/EBITDA: 3,1x com EBITDA ajustado LTM ou 2,1x anualizando os resultados do 2T25.

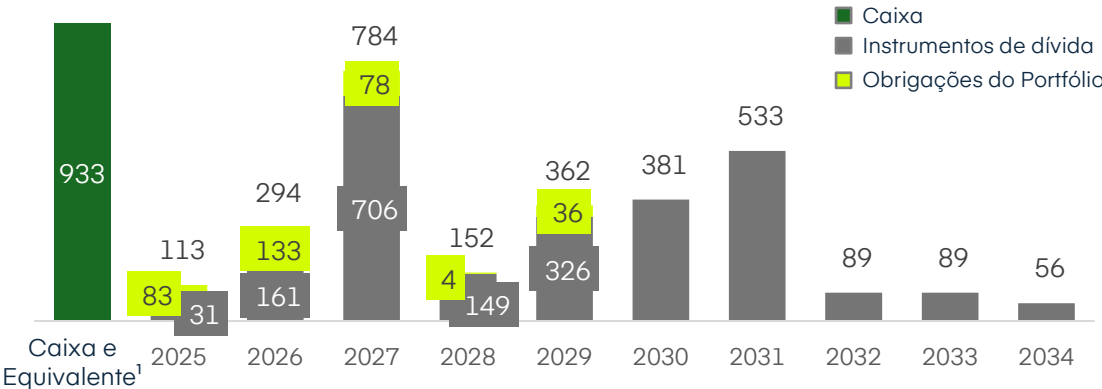


Nota: (1) O montante de caixa e caixa equivalente considera os saldos de investimentos financeiros e caixa restrito, excluindo o investimento financeiro TRS da 3R Lux, no valor de US\$ 520,1 milhões.

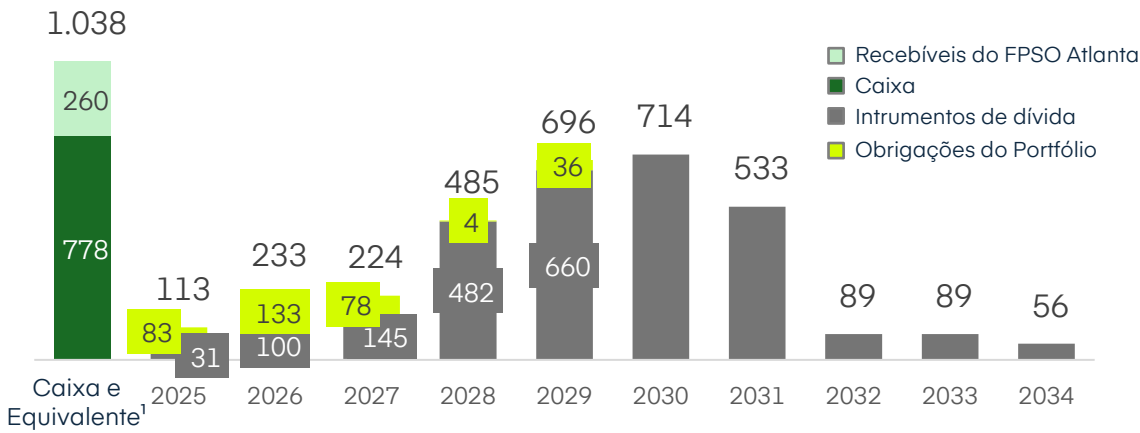
Forte posição de Caixa + *Liability management*



Caixa vs. Perfil de Amortização da Dívida I final do 2T25
(US\$ MM)



Final do 2T25 + *liability management* + recebíveis do FPSO Atlanta
(US\$ MM)



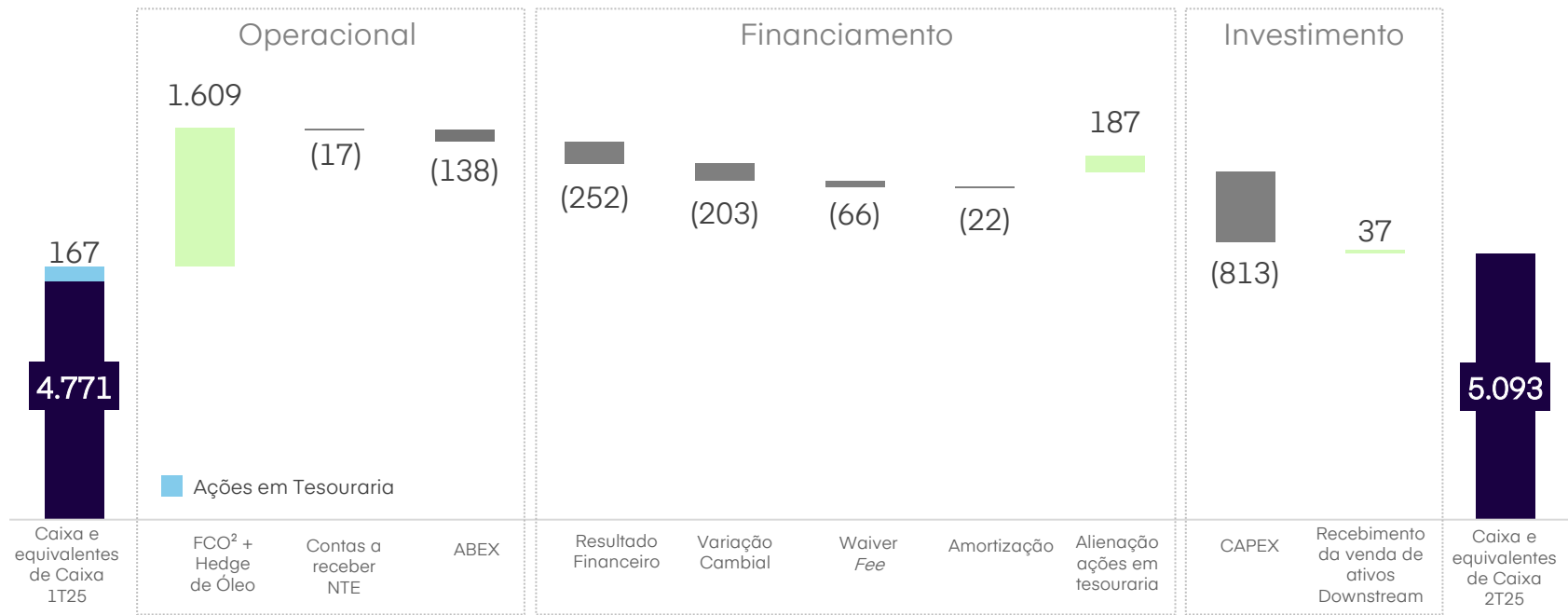
Obrigações do Portfólio
(US\$ MM)

Ativos	3T25	4T25	2026	2027	2028	2029	Total
Em milhões de dólares							
Peraó (WI 100%)	16	-	26	-	-	-	42
Papa Terra (WI 62,5%)	18	18	4	8	4	36	87
Potiguar	-	-	75	70	-	-	145
Pq. das Conchas (WI 23%)	-	31	28	-	-	-	58
Total de Pagamentos	34	49	133	78	4	36	333
Contingente	34	18	30	8	4	36	129
Diferido	-	31	103	70	-	-	204

- ✓ Impactos da *liability management* em curso:
 - I. Dívida Potiguar (US\$ 500MM) refinanciada: redução de custos (de 11,1% para 8,7%) com melhor amortização e pacote de garantias;
 - II. Redução da dívida líquida: pré-pagamento de debenture local (~USD 125MM) em julho com recursos do caixa;
 - III. *Duration* média das dívidas² de 4 anos;
 - IV. Custo médio das dívidas²: de ~8,7% no 1T25 para ~8,2% USD em julho/25;
- ✓ Recebíveis de Atlanta monetizados em ago/25: US\$ 260MM + efeitos positivos na geração de caixa acima de US\$ 40MM nos próximos 3 anos;
- ✓ Precatórios de ~US\$ 16 MM;
- ✓ Transação de *Downstream* de gás do ativo de Potiguar aprovado pelo CADE: 25% (US\$ 16MM) do valor total da operação pago em julho.

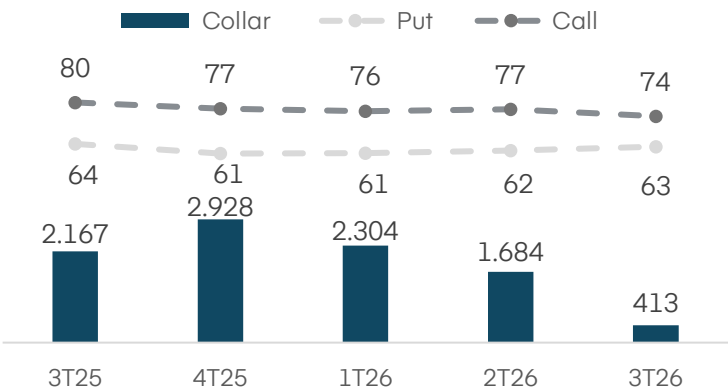
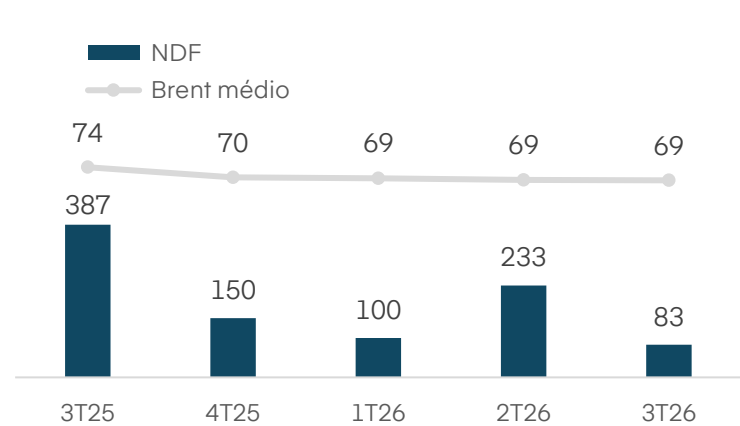
(1) O montante de caixa e caixa equivalente considera os saldos de aplicações financeiras, caixa restrito e exclui o investimento financeiro em TRS da 3R Lux no valor de US\$ 520,1 milhões; (2) Inclui obrigações do portfólio

Fluxo de Caixa 2T25 (R\$ MM)



- ✓ O fluxo de caixa operacional atingiu R\$ 1,6 bilhão, sustentado por produção recorde e disciplina de custos em todos os segmentos operacionais;
- ✓ Redução do CAPEX onshore e o ABEX prevista para o 2S25 após otimização de sondas e pico de implementação de projetos offshore;
- ✓ Considerando a base de competência, as Contas a Receber da NTE foram positivas no 2T25, refletindo a melhora operacional em Papa-Terra.

Posição de Hedge 2T25



Forte proteção contra possível volatilidade nos próximos trimestres

NDF: Horizonte de 15 meses

- ✓ 953 mil barris cobertos
- ✓ Preço do *brent* médio de US\$ 70,9/bbl

Collar (*zero cost*): horizonte de 15 meses

- ✓ 9,5 milhões de barris protegidos
- ✓ Hedge entre US\$ 61,7 and US\$ 77,5/bbl

Próximos passos para o 2S25



- ✓ Foco na geração de caixa livre e na desalavancagem;
- ✓ Destruar sinergias após o *liability management* e ajustes na estrutura das subsidiárias;
- ✓ Revisão de contratos e redução de custos (Papa-Terra, operações *onshore* e G&A);
- ✓ Início da campanha de perfuração *offshore* em Papa-Terra e em Atlanta;
- ✓ Conclusão do projeto-piloto de EOR com nitrogênio, avaliação dos resultados e início de projetos com uso de polímero no *onshore*;
- ✓ Conclusão das negociações envolvendo a individualização do Campo de Jubarte e BC-10 (Parque das Conchas);
- ✓ Closing da transação do *downstream* de gás da bacia Potiguar: operação aprovada pelo CADE em julho.

