

BRAVA

BRAV3 | Apresentação de Resultados 2T26



Avisos legais



Esta apresentação pode conter declarações prospectivas sobre eventos futuros que não se baseiam em fatos históricos e não garantem resultados futuros. Essas declarações prospectivas refletem apenas as opiniões e estimativas atuais da Empresa sobre circunstâncias econômicas futuras, condições do setor, desempenho da Empresa e resultados financeiros. Termos como "antecipar", "acreditar", "esperar", "antecipar", "pretender", "planejar", "projetar", "buscar", "deveria", juntamente 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 de resultados ou eventos futuros reais. Os leitores recebem os documentos apresentados pela Empresa à CVM, especificamente o Formulário de Referência mais recente da Companhia, que identificam fatores de risco importantes que podem fazer com que os resultados reais difiram daqueles contidos nas declarações prospectivas, incluindo, entre outros, riscos relacionados a condições econômicas e comerciais gerais, incluindo petróleo bruto, a taxa de câmbio, incertezas inerentes às estimativas de nossas reservas de petróleo e gás, à situação política, econômica e social internacional e no Brasil, no recebimento de aprovações e licenças governamentais, e em nossa capacidade de gestão empresarial. A Empresa não assume nenhuma obrigação de atualizar ou revisar publicamente quaisquer declarações prospectivas, seja em decorrência de novas informações, eventos futuros ou por qualquer outro motivo.

Os resultados pro forma baseiam-se nas informações disponíveis e atribuíveis à absorção da Enauta Energia pela Brava Energia e buscam ilustrar o impacto dessa fusão nas informações financeiras e operacionais históricas da Empresa. Não há garantia por parte dos auditores independentes ou da própria Empresa de que os resultados da transação teriam sido os apresentados se tivessem sido concluídos em 1º de janeiro de 2024 e os dados operacionais quantitativos não tivessem se enquadrado no escopo da revisão dos auditores.

A Empresa publica em seu site de Relações com Investidores os relatórios de certificação de reservas, preparados por empresas independentes especializadas. Projeções de produção, reservas e fluxo de caixa futuro contidos nas certificações indicam o potencial de cada ativo e não representam necessariamente as projeções da Empresa para seu portfólio, nem incluem restrições financeiras e/ou cláusulas de dívida, atuais ou futuras, e quaisquer mudanças na priorização de projetos ou definições de alocação de recursos da Empresa ao longo dos anos seguintes. Também vale destacar que as suposições apresentadas pela Empresa ao Certificador estão sujeitas a avaliação e ajustes baseados em sua experiência e pressupostos internos. Conforme apresentado no Relatório de Certificação de 2024, o relatório é preparado de acordo com o Sistema de Gestão de Recursos Petrolíferos (PRMS). Com base nas definições e diretrizes fornecidas no PRMS e na avaliação do Certificador, os resultados são categorizados como Recursos Comprovados, Prováveis, Possíveis ou Contingentes. Outras suposições e considerações para a preparação de certificações devem ser observadas na seção "Escopo da Investigação" do Relatório de Certificação 2024.

Em 1º de agosto de 2024, a Empresa concluiu o processo de aquisição de uma participação acionária adicional de 15% na 3R Offshore, mantendo assim 100% da 3R Offshore. A 3R Offshore é a operadora e detém 62,5% do Campo Papa-Terra, com 37,5% detidos pela Nova Técnica Energy Ltda ("NTE"). Conforme divulgado em um Fato Material ao mercado em 3 de maio de 2024, a 3R Offshore exerceu, de acordo com as disposições do Acordo Operacional Conjunto ("JOA"), o direito à cessão obrigatória dos 37,5% indivisos detidos pela NTE (*Forfeiture*), devido ao descumprimento pela NTE de suas obrigações financeiras sob o consórcio Papa-Terra Field, conforme estabelecido no Acordo Operacional Conjunto ("JOA"). Como resultado, as medidas necessárias foram iniciadas perante a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para buscar autorização para a cessão compulsória da Agência e a transferência formal dos interesses detidos pela NTE para a 3R Offshore.

Após o exercício do *Forfeiture*, a NTE iniciou um processo arbitral para contestar a aplicação da cláusula do JOA, que prevê a cessão compulsória, e iniciou um procedimento preventivo pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro. Uma liminar preliminar foi concedida em primeira instância e posteriormente modificada na segunda instância, que, entre outras decisões: (i) determinou a suspensão do processo de cessão obrigatória perante a ANP, embora proibisse o protocolo definitivo do processo de cessão, (ii) permitiu que a Companhia divulgasse comunicações ou anúncios públicos sobre o Campo Papa-Terra, desde que esses tenham como objetivo cumprir e garantir transparência das obrigações legais e estatutárias perante o mercado, acionistas, investidores, autoridades regulatórias e supervisoras, e que a Empresa não se refira como única detentora de participação no Campo Papa-Terra, incluindo uma cláusula de isenção sobre a disputa em andamento entre a 3R Offshore e a NTE, e (iii) determinou que uma conta bancária deveria ser mantida para o depósito da receita de produção originalmente atribuível à NTE (37,5%), após deduzir despesas proporcionais a essa participação, até que a questão seja resolvida pelo Tribunal Arbitral.

Conforme descrito nas Informações Trimestrais de 30 de junho de 2024, após o exercício do *Forfeiture*, a Companhia passou a reter 37,5% da produção do ativo e incluí-la em seus resultados, bem como as despesas relacionadas a essa ação, sem, no entanto, alterar sua participação de 62,5% nos direitos de concessão no campo Papa-Terra, conforme registrado no balanço patrimonial da empresa.

Conforme descrito nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024, considerando a decisão de segunda instância proferida em 16 de agosto de 2024, que modificou parcialmente a decisão de primeira instância, mantendo o status quo contratual até que o Tribunal de Arbitragem analise a disputa, a Companhia passou a contabilizar apenas os saldos correspondentes à sua participação de 62,5% no Campo Papa-Terra nas linhas da demonstração de resultados da Informação Trimestral em 30 de setembro, 2024.

Nas Informações Trimestrais do 2º trimestre de 2026, a Companhia continuou a contabilizar apenas os saldos correspondentes à sua participação de 62,5% no campo de Papa-Terra nas linhas de resultados, com as receitas e despesas relacionadas aos 37,5% de participação detidas pela NTE registradas na conta de créditos de parceiros. Em 15 de fevereiro de 2026, uma ordem processual foi emitida em conexão com os procedimentos arbitrais, autorizando a 3R Offshore a prosseguir com as ações necessárias para concluir a cessão dos 37,5% de participação da NTE no Consórcio do Campo de Papa-Terra, incluindo a transferência perante a ANP e outras autoridades governamentais competentes. Tal autorização está sujeita às seguintes condições, que devem ser observadas até a decisão final do Tribunal Arbitral sobre o mérito da disputa: (1) Restrição à transferência para terceiros: a 3R Offshore é proibida de vender ou transferir os 37,5% de participação para terceiros; e (2) Reversibilidade: a cessão permanece reversível até a decisão final do Tribunal Arbitral. De acordo com a nota explicativa 6, de 30 de junho de 2026, o saldo de R\$ 367 milhões refere-se aos valores a receber da NTE relacionados a chamadas de caixa vencidas, mas não emitidas em decorrência dos procedimentos arbitrais mencionados, líquido dos valores correspondentes à receita da venda de volumes de petróleo relacionados aos 37,5% de participação da NTE no campo Papa-Terra. Até o momento, a NTE não liquidou as chamadas de caixa emitidas. Em 30 de abril de 2026, a ANP emitiu a Ordem nº 00829/2026/PFANP/PGF/AGU aprovando o parecer jurídico nº 00088/2026/PFANP/PGF/AGU, que autoriza a 3R Offshore a prosseguir com as ações necessárias para concluir a cessão dos 37,5% de participação da NTE no Consórcio do campo de Papa-Terra.

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

82 kboe/d

produção média
no 2T26: +8% vs 1T26

US\$ 712 mi

Receita Líquida do 2T26
+20% de T/T

US\$ 351 mi

EBITDA Ajustado do 2T26
+14% T/T

US\$ 16,3

*Lifting cost*¹
(ex. custo de afretamento)

US\$ 965 mi

Posição de caixa 2T26
FCF de US\$ 24 MM²

1,97x dívida

líquida/EBITDA
(1,55x ex. impacto de hedge)
vs 3,11x no 2T25 A/A



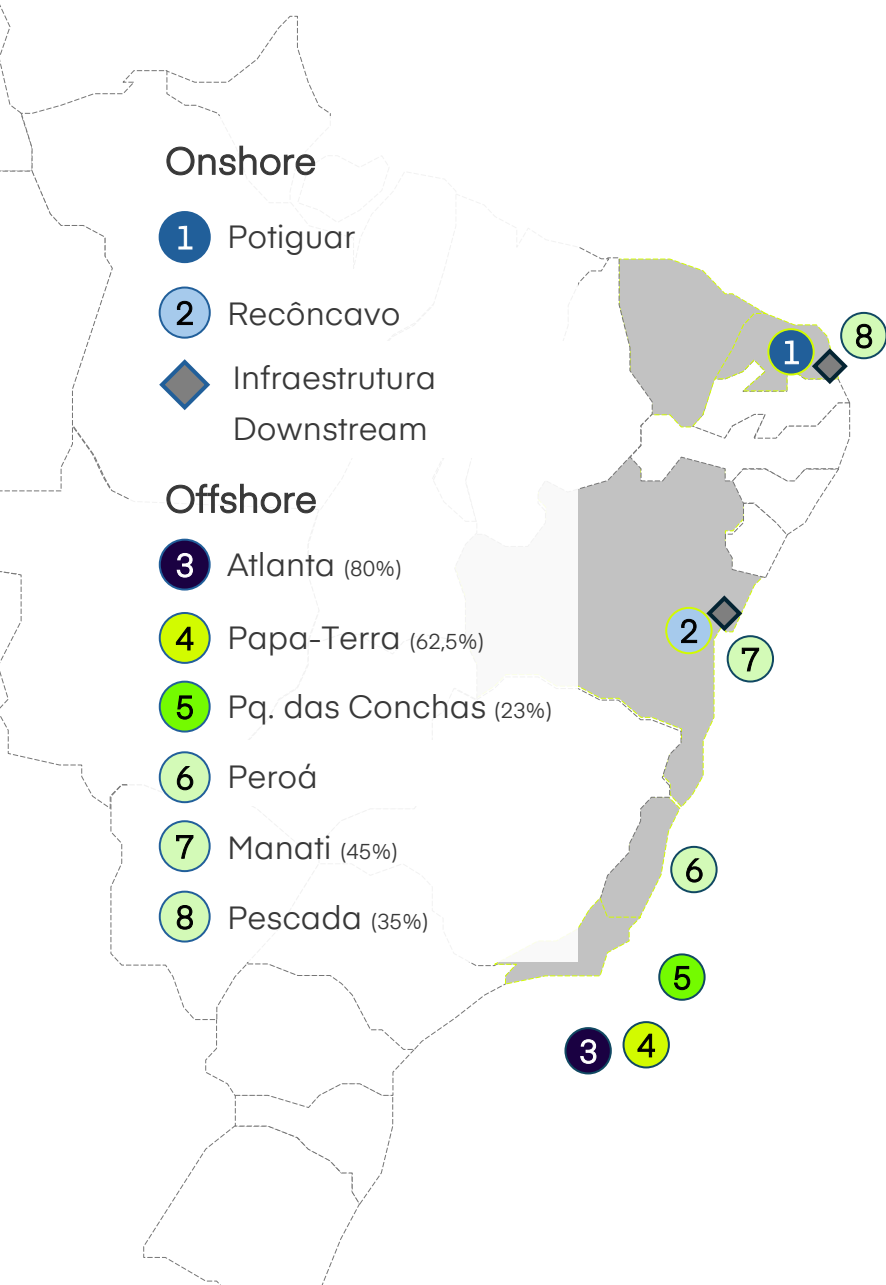
- Desempenho financeiro recorde: receita e EBITDA ajustado em *all-time high*, apoiados por uma margem recorde no *Downstream*.
- Forte resultado em vendas, liderado por Papa-Terra e Parque das Conchas, com aumento de 23% nos preços médios de realização de óleo.
- *Liability Management*: quinto trimestre consecutivo de redução da dívida líquida com menor custo de dívida: redução de 8,70% para 7,86%.
- Campanha de perfuração dentro do cronograma e do orçamento, com marcos relevantes alcançados em jul/26.
- Inauguração do Centro de Operações Integrado: eficiência operacional e transformação digital no segmento *Onshore*.
- Primeira fase do projeto *Brava Eficiente*: centenas de milhões de reais em valor presente capturados na primeira fase.
- OPA promovida pela Ecopetrol concluída em 05 de agosto, com liquidação prevista para 17 de agosto de 2026.

¹ *Lifting cost* medido em US\$/boe. ² Fluxo de caixa livre = [Fluxo de caixa operacional (inclui hedge de óleo e exclui recebíveis NTE e custos de abandono (ABEX)) - CAPEX].

Destques Operacionais

BRAVA

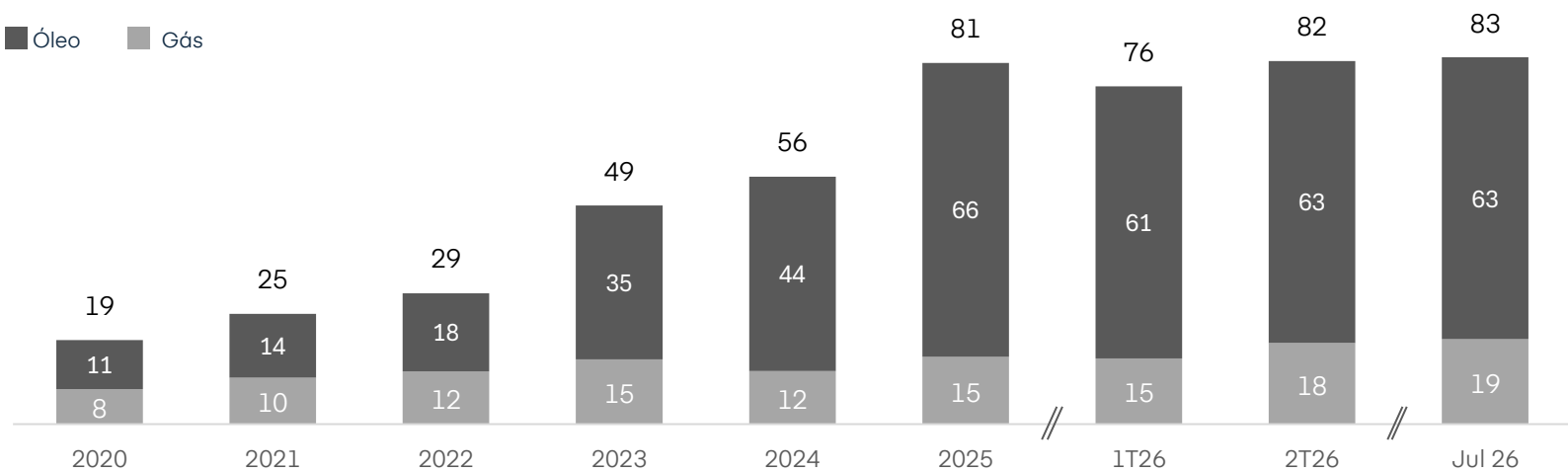




Evolução histórica da produção

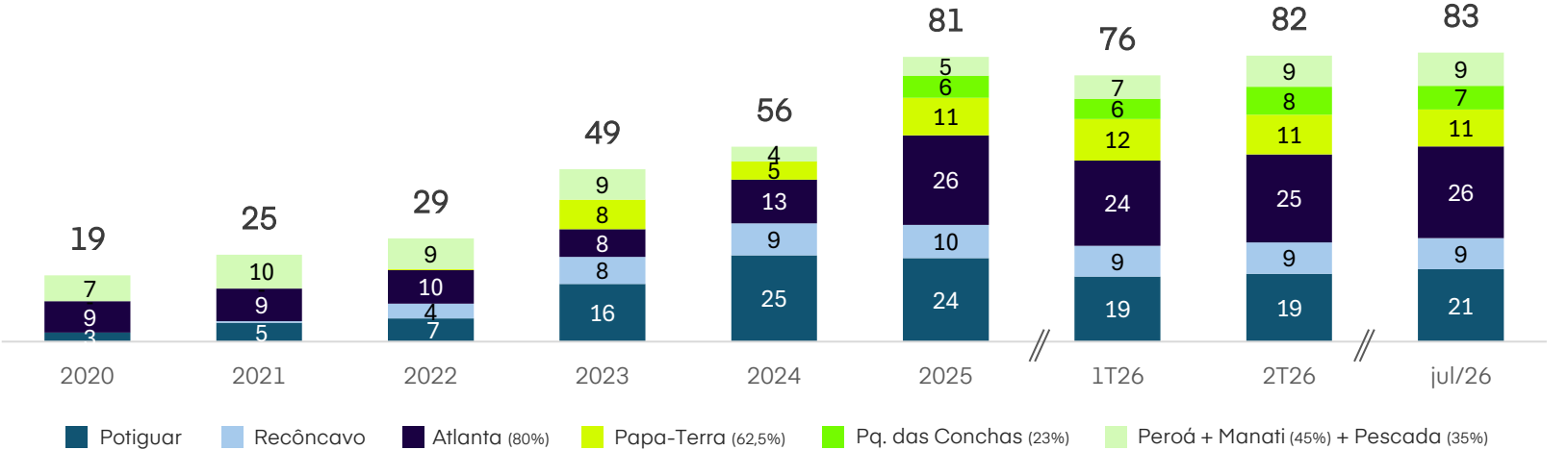
(Brava WI | kboe/d)

Óleo Gás

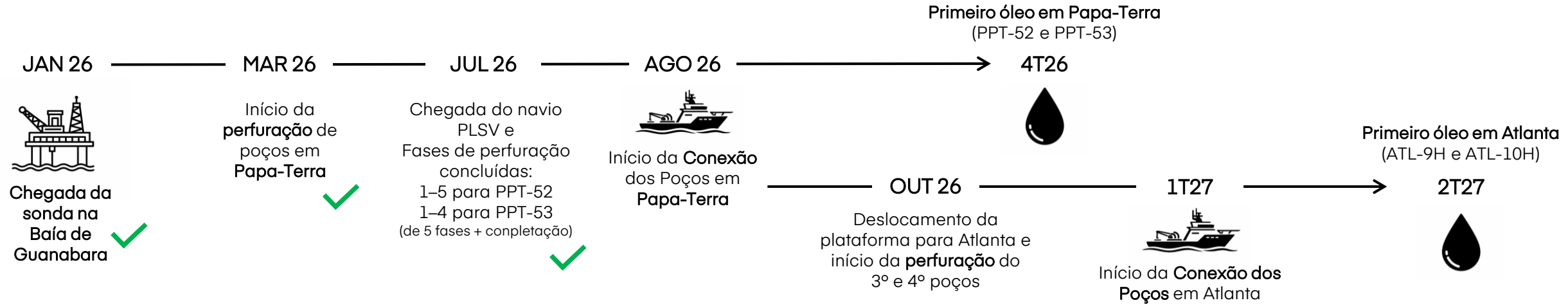


Produção Total – detalhamento por ativo

(Brava WI | kboe/d)



Campanha Integrada de Perfuração *on Track* | Cronograma indicativo

BRAVA

Destaques *offshore* no 2T26

- ✓ Produção estável nos ativos-chave *offshore*, ancorada no desempenho consistente em Atlanta, Papa-Terra, BC-10 e Peroá.
- ✓ Certificado de Conclusão Final de Atlanta assinado, marcando a conclusão da fase de comissionamento do sistema de produção.
 - Mudança do foco para a prontidão da plataforma para os novos poços (ATL-9H e ATL-10H).
- ✓ Parada programada de Papa-Terra em andamento, progredindo conforme o planejado desde o dia 29 de julho.
- ✓ Campanha integrada de perfuração dentro do cronograma e do orçamento;
- ✓ Previsão de primeiro óleo: Papa-Terra no 4T26 e Atlanta no 2T27.



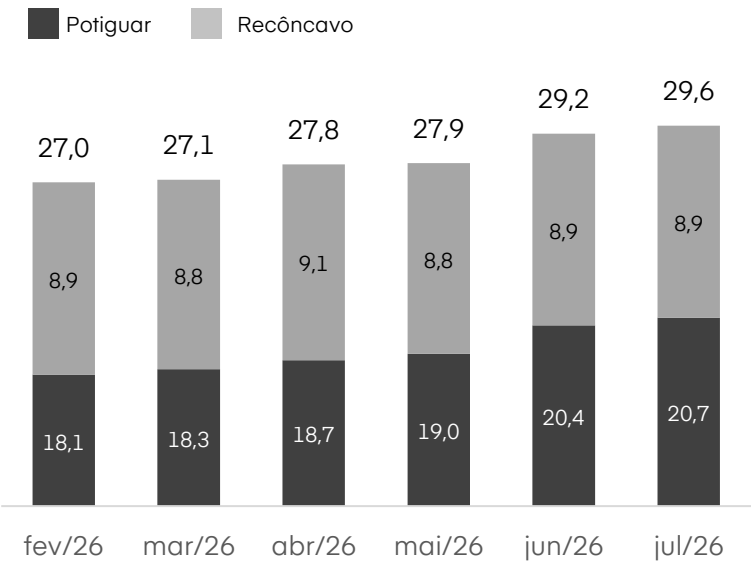
Onshore | Ramp-up de Potiguar on track



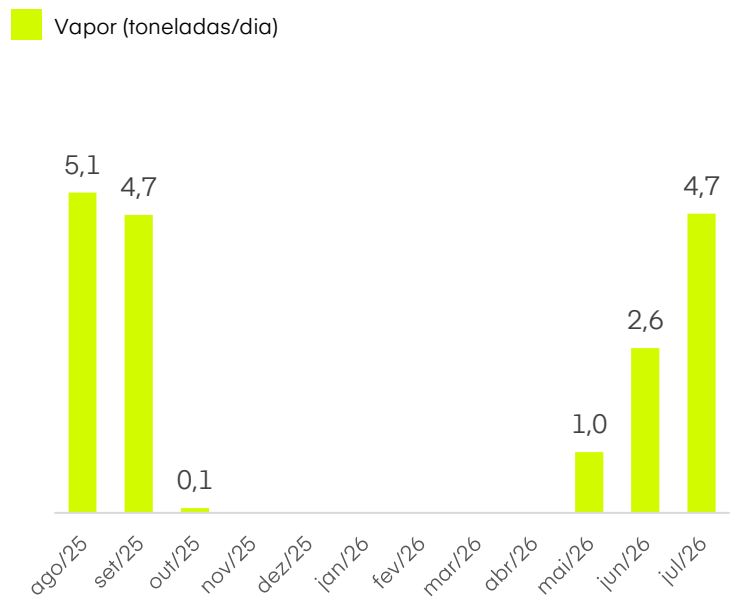
✓ Auditoria da ANP em Potiguar:

- I. 84 das 85 instalações interditadas foram liberadas pela ANP¹.
- II. Retomada gradual das operações em Potiguar segue avançando;
- III. Fazenda Belém e Areia Branca retomaram as operações, apoiando uma maior produção de óleo.
- IV. A reinjeção de vapor foi retomada em maio de 2026, retornando aos volumes observados em setembro de 2025.

Produção *onshore* total
(Brava WI | kboe/d)



Injeção de Vapor no
Complexo Potiguar



Nota: ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis).



Onshore | Centro de Operações Integrado (COI)

BRAVA

- ✓ COI inaugurado no 2T26 na Bacia do Potiguar:
- I. **Monitoramento centralizado:** consolidação de 22 salas de controle e 26 sistemas SCADA¹ em um único ambiente operacional.
- II. **Gestão orientada por dados:** Capacidades analíticas aprimoradas, alocação otimizada de recursos e tomada de decisão mais eficaz.
- III. **Transformação digital:** manutenção preditiva e inteligência artificial.
- IV. **Integração com o programa de drones:** monitoramento remoto dos ativos, proporcionando maior eficiência, menor risco e tempos de resposta mais rápidos.
- V. **Expansão para as operações da Bahia:** projeto em andamento, com inauguração prevista para o 3T26, fortalecendo a gestão integrada dos ativos onshore.

✓ Resumo COI

R\$ 15 MM

investimento
em 2026

+1.000 km²

Área
monitorada

7.100

poços
monitorados

58

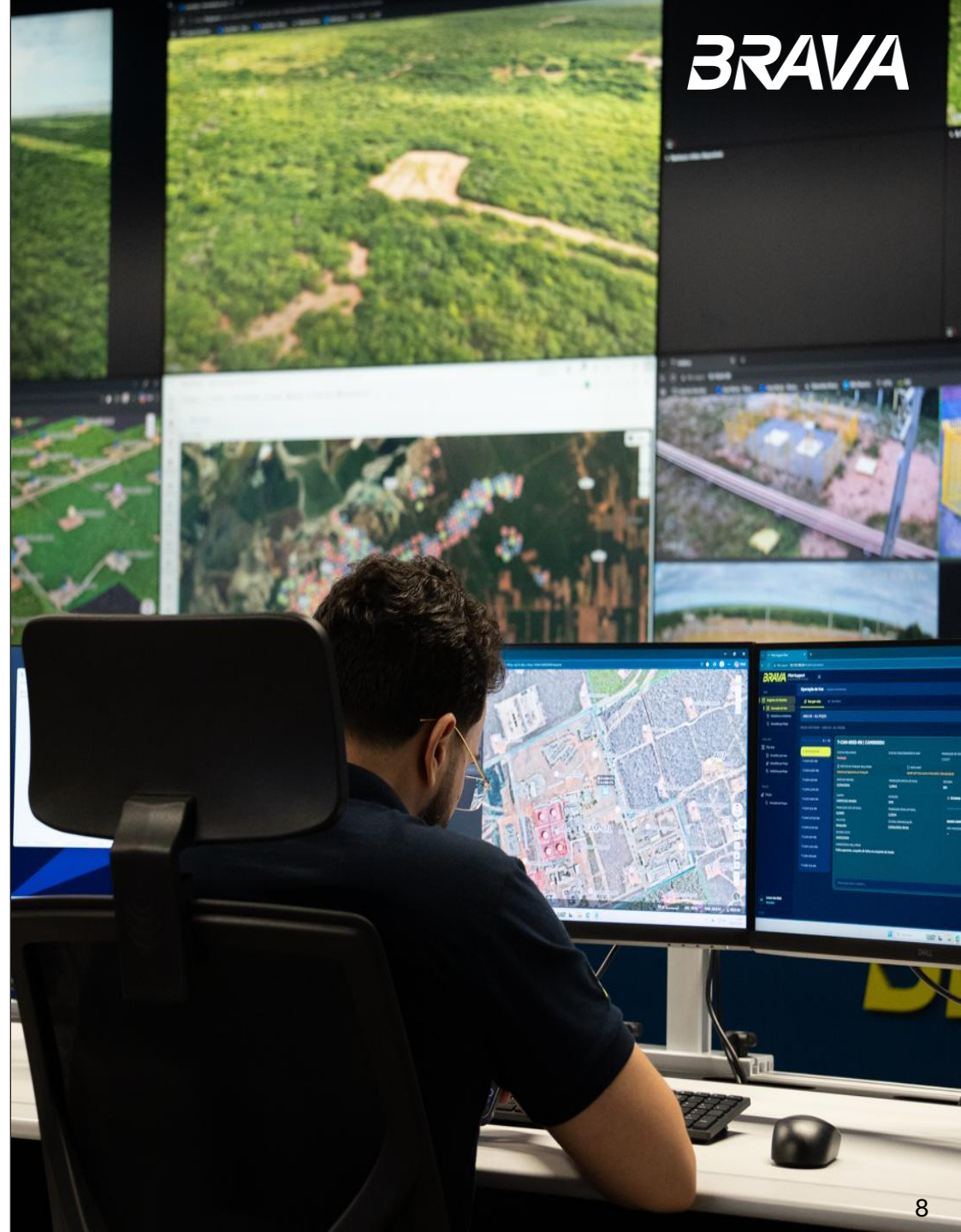
estações de
trabalho

17

VANTs²

24x7

operação
contínua



Destques Financeiros 2T26

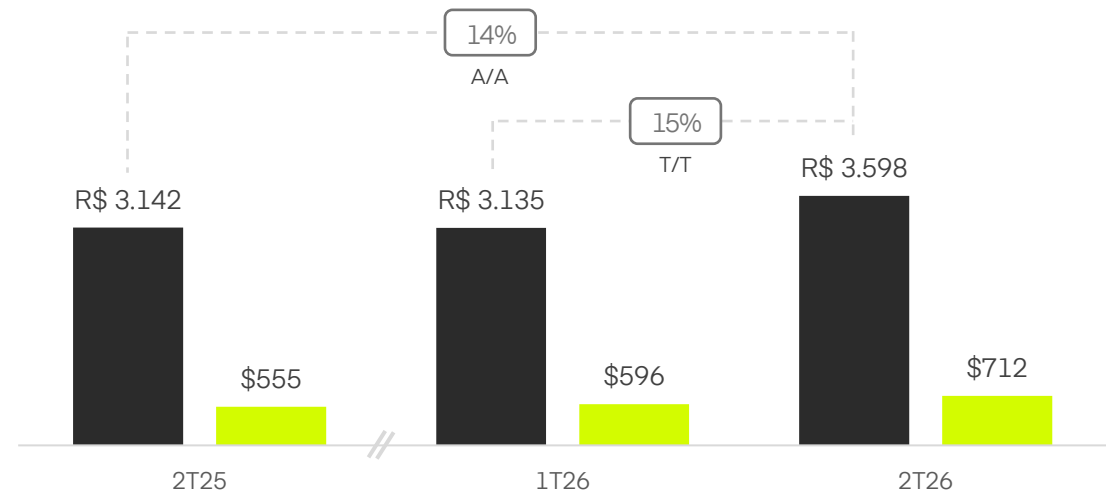


Receita Líquida 2T26 | Recorde impulsionado pelo preço de óleo e eficiência

Resultados históricos trimestrais

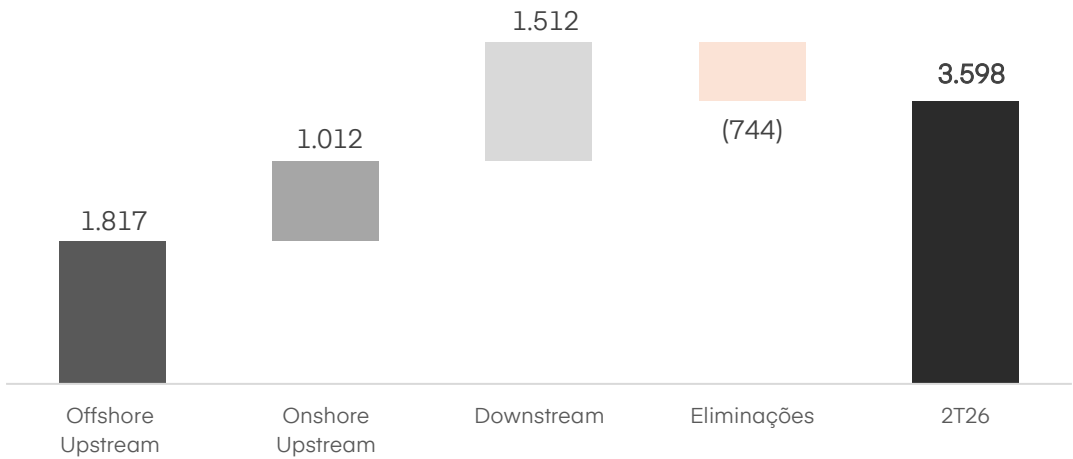
(milhões)

■ R\$ ■ US\$



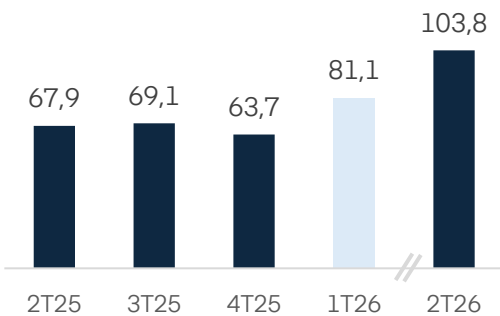
Composição da Receita Líquida 2T26

(R\$ milhões)

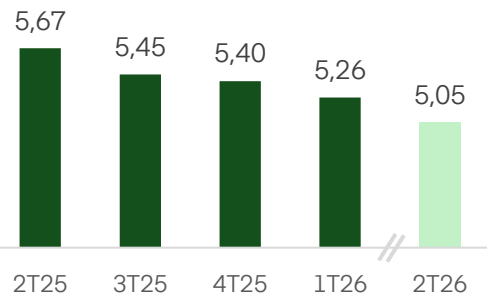


Aspectos Macro

Dated Brent | Preço Médio US\$/bbl



Câmbio Médio BRL/US\$

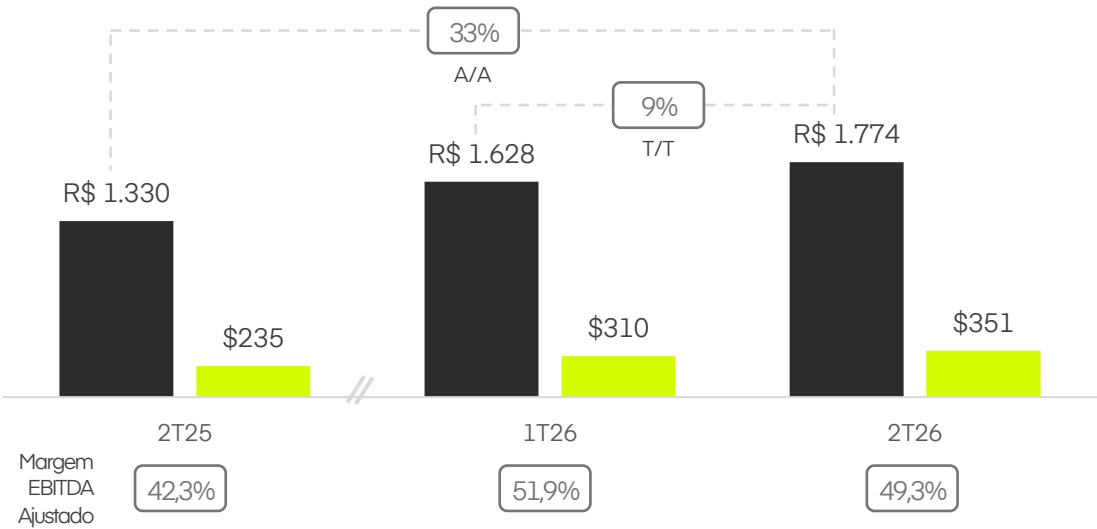


- ✓ Receita recorde de US\$ 712 milhões (R\$ 3,6 bilhões), aumento de 15% em T/T e 14% A/A.
- ✓ A força do Brent foi apenas parcialmente refletida no 1T26, apoiando um ambiente de realização mais forte no 2T26.
- ✓ A monetização do portfólio se fortaleceu substancialmente junto com maiores volumes de vendas em relação ao 1T26.

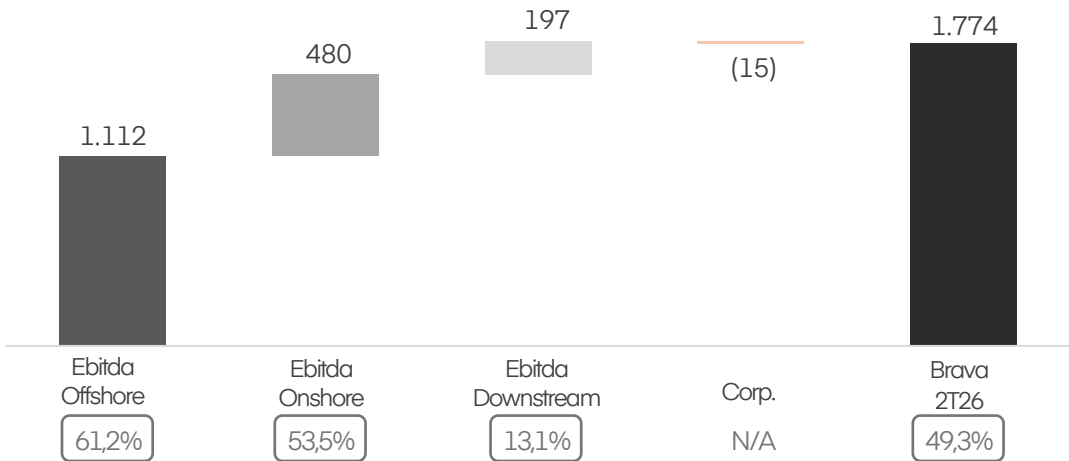
EBITDA 2T26 | Recorde histórico com margem sólida e FCO resiliente nos segmentos



Evolução trimestral (R\$MM & US\$MM)

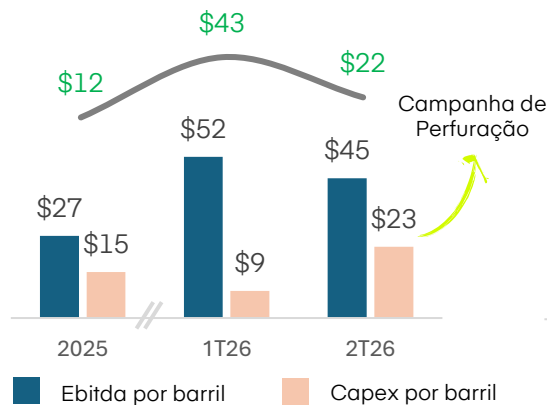


Composição EBITDA Ajustado 2T26 (R\$MM)

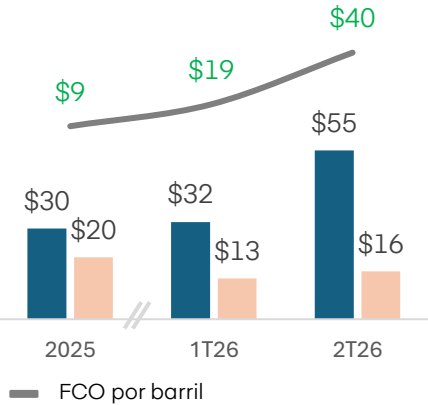


EBITDA vs. Capex | FCO por segmentos

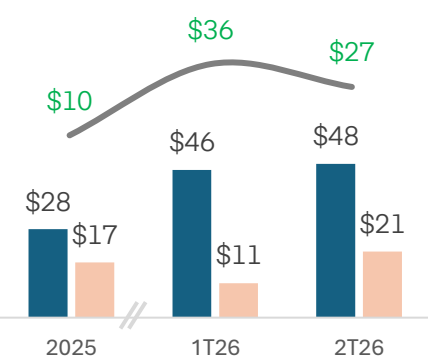
FCO Offshore (US\$/boe)



FCO Onshore¹ (US\$/boe)



FCO Brava (US\$/boe)



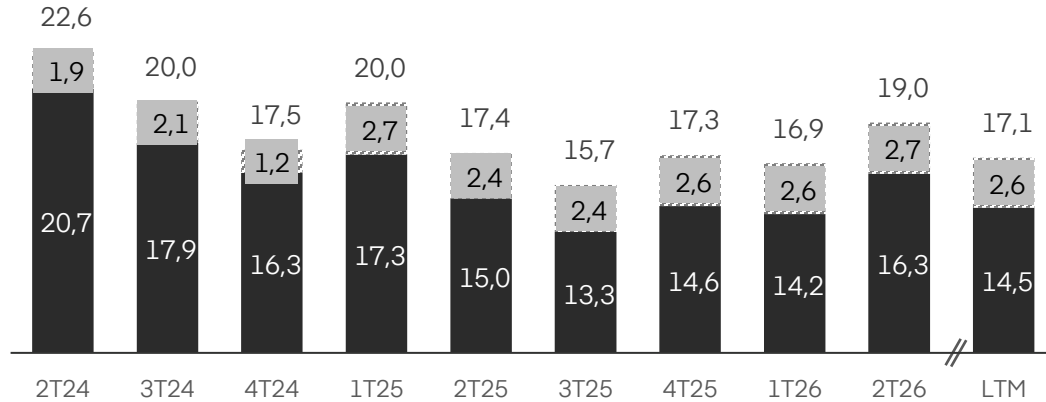
- ✓ EBITDA Ajustado recorde de R\$ 1.774 milhões (US\$ 351 milhões) no 2T26, +33% em relação ao 2T25 e +9% em relação ao 1T26.
- ✓ Offshore continua sendo o principal motor com uma margem de 61,2%, seguido pelo Onshore com 53,5%; margem consolidada em 49,3%.
- ✓ FCO positivo em todos os segmentos.

Nota: (1) Onshore & Midstream

Lifting Cost 2T26 | Custos controlados antes do *ramp-up* da produção no 2S26

Lifting Cost Brava (US\$ / boe)

▨ Custo de afretamento

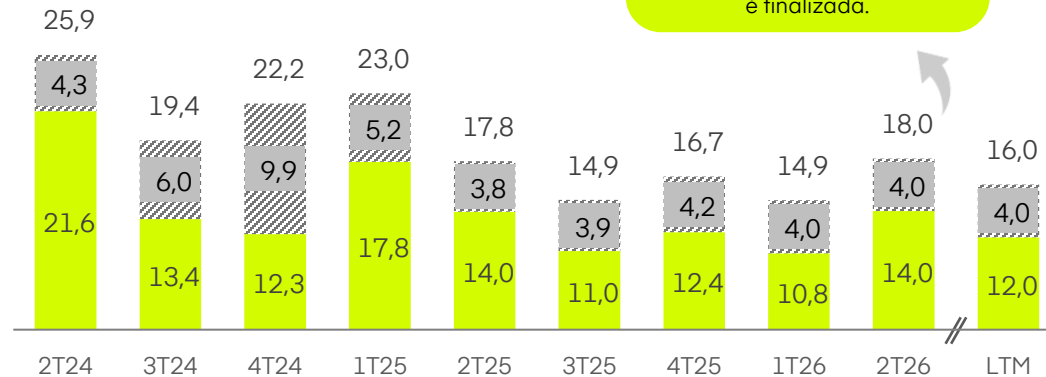


✓ **Offshore:** US\$18,0/boe no 2T26, com o LTM em US\$16,0/boe.

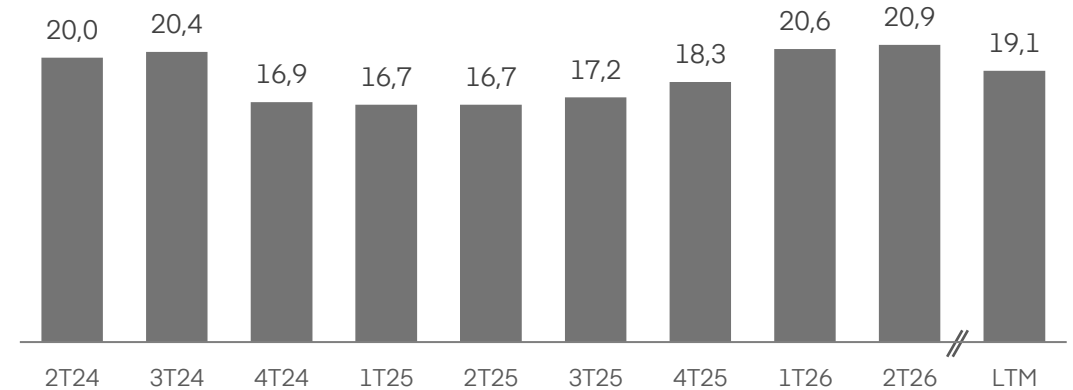
- A elevação dos números offshore no 2T26 reflete o repasse de custos incorridos em períodos anteriores relacionados a BC-10 e Papa-Terra.
- **Onshore:** estável em US\$20,9/boe. O LTM de US\$19,1/boe reflete volumes de curto prazo em Potiguar e efeitos cambiais, com diluição esperada à medida que a produção cresce.

Lifting Cost Offshore (US\$ / boe)

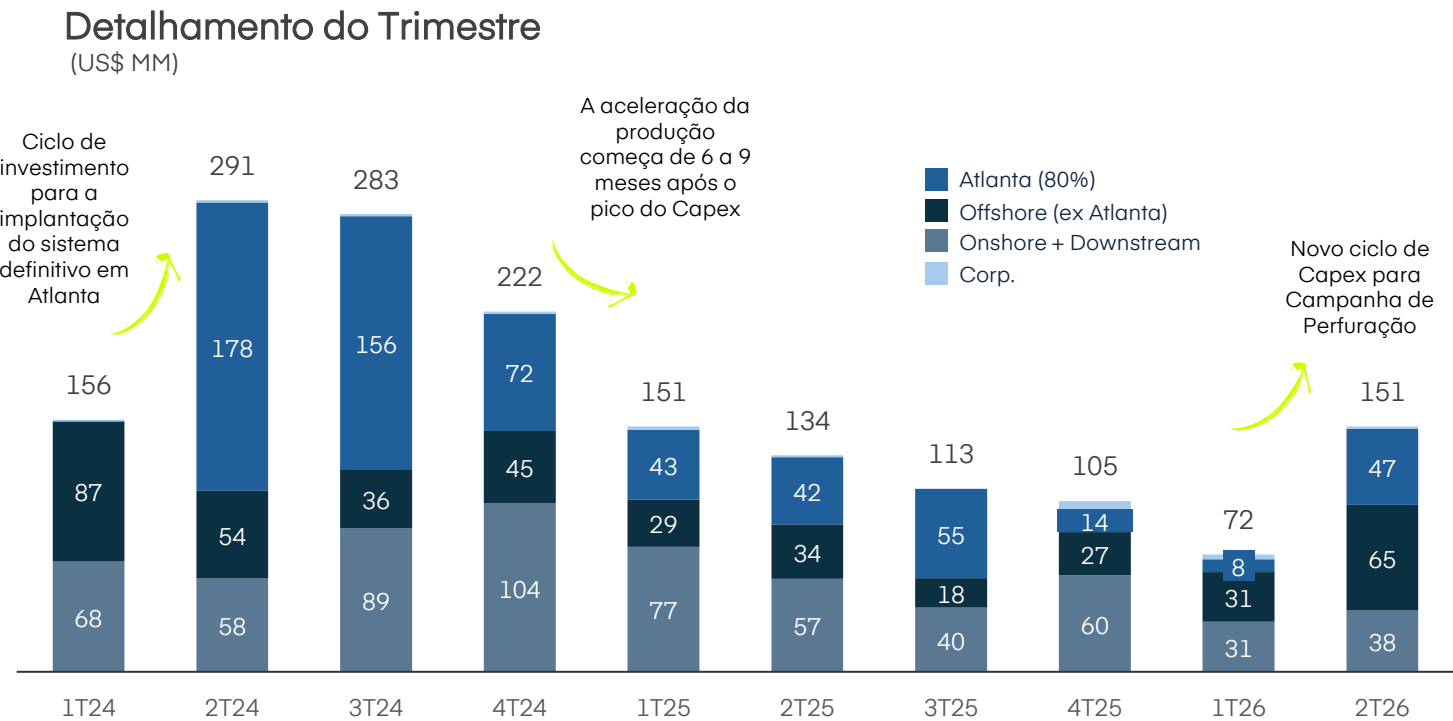
▨ Custo de afretamento



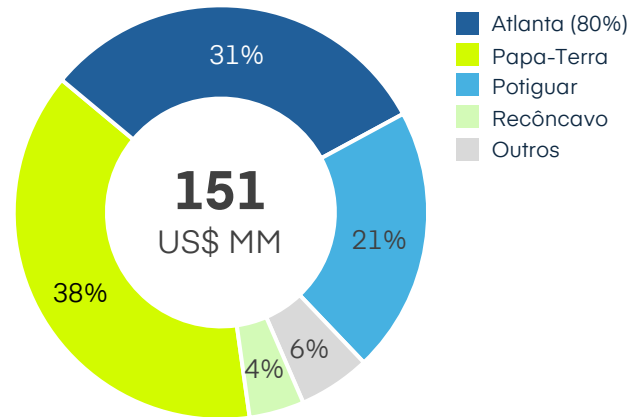
Lifting Cost Onshore (US\$ / boe)



Capex 2T26 | Início do novo ciclo de Capex vinculado à campanha de perfuração



Detalhamento do Capex por ativo | 2T26 (%)



- ✓ O Capex de US\$151 milhões no 2T26 inicia um novo ciclo de crescimento, impulsionado pela campanha de perfuração.
- ✓ Atlanta mostra o modelo a ser seguido: um forte investimento inicial que pode destravar crescimento orgânico de dois dígitos.
- ✓ O Capex deve se manter próximo aos níveis do 2T26 ao longo dos próximos trimestres, à medida que a campanha ganha ritmo.
 - I. Capex Onshore: US\$38 milhões, +22% de T/T, um nível saudável e normalizado de gastos com integridade de ativos.
 - II. Capex offshore: US\$112 milhões, quase 3x T/T, à medida que a campanha de perfuração avança o investimento cresce.

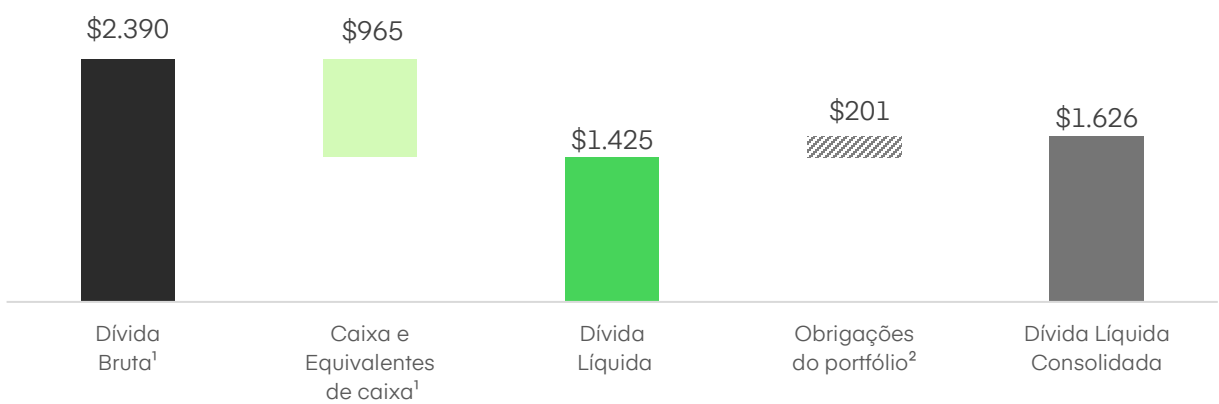


Estrutura de Capital | Liquidez sólida e redução contínua da dívida líquida no 2T26

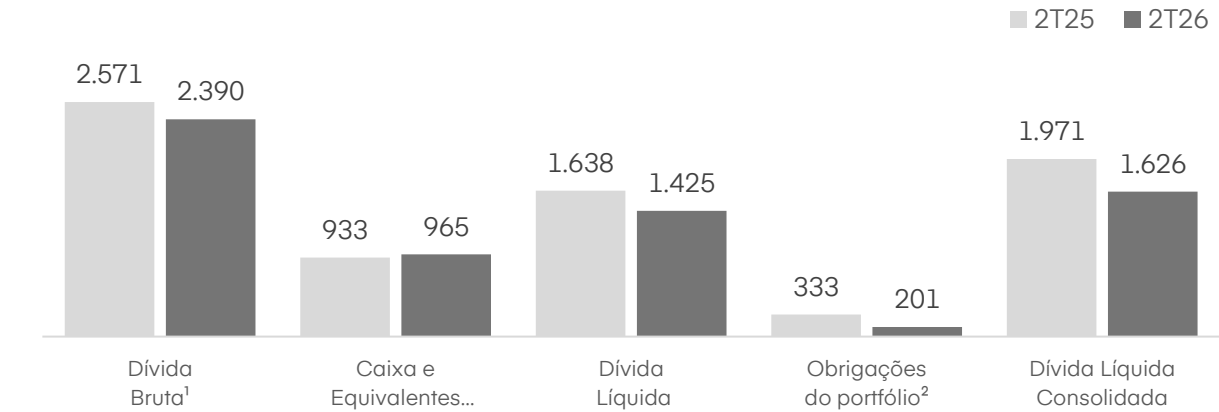
BRAVA

- ✓ Sólida posição de liquidez, com US\$965 milhões em caixa e equivalentes e dívida líquida consolidada de US\$1.626 milhões no 2T26.
- ✓ O 2T26 marca o quinto trimestre consecutivo de redução da dívida líquida, reforçando a trajetória de desalavancagem da Companhia.

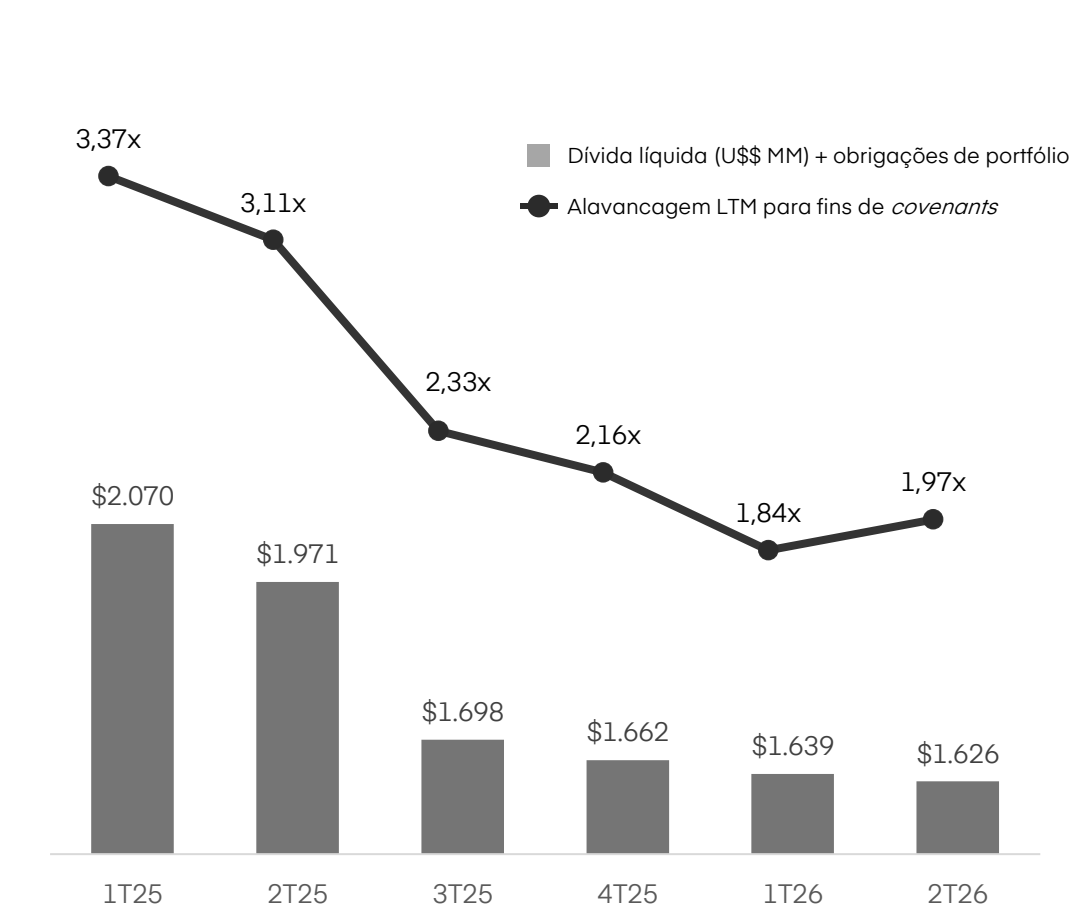
Posição de Caixa e Endividamento | Fim do 2T26
(US\$ MM)



Evolução do endividamento e caixa A/A
(US\$ MM)



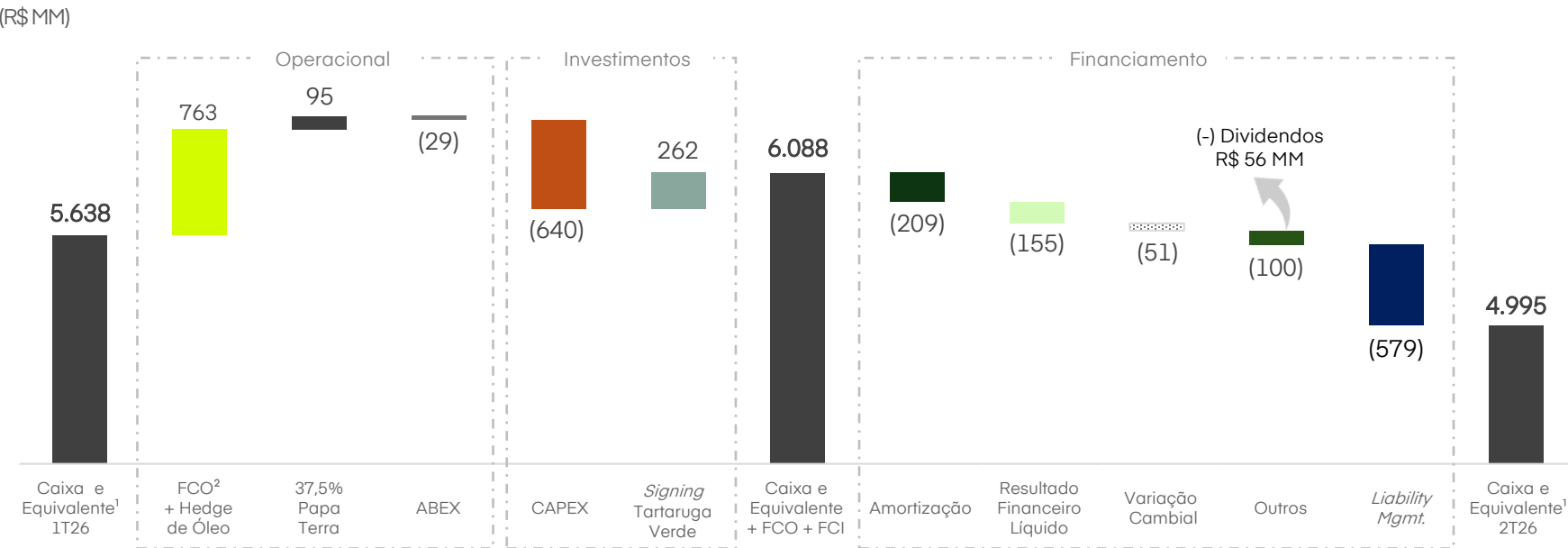
Desalavancagem financeira
Dívida líquida vs. alavancagem LTM



Liquidez robusta e menor dívida líquida

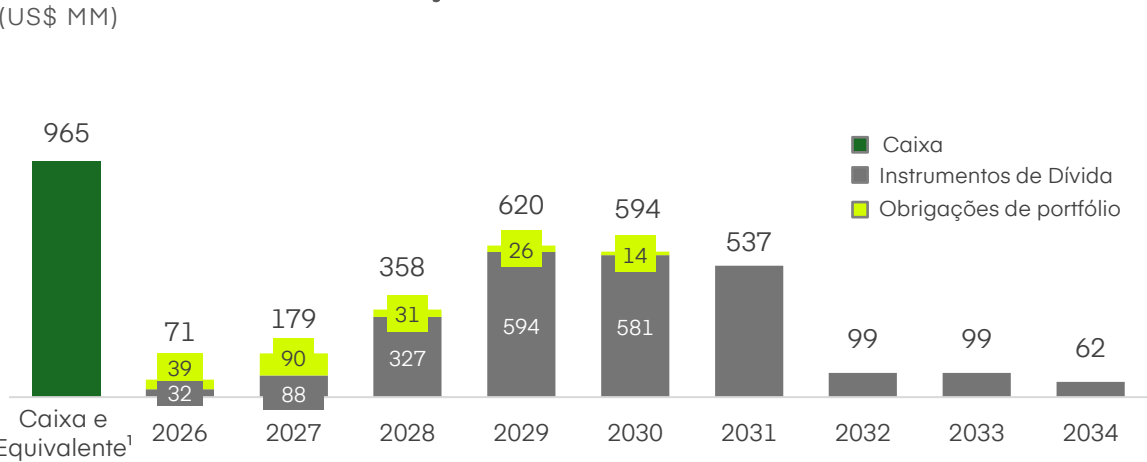


Fluxo de Caixa 2T26



- ✓ *Liability mgmt.*: quinto trimestre consecutivo de redução da dívida líquida.
- ✓ 37,5% da participação em Papa-Terra geraram R\$95 milhões em fluxo de caixa operacional.
- ✓ Impacto do hedge de R\$ 864 milhões no 2T26.
- ✓ *Signing* de Tartaruga Verde foi reembolsado no 2T26.

Caixa vs. Perfil de Amortização da Dívida | Final do 2T26



Obrigações de Portfólio | Cronograma de Pagamentos

(US\$ MM)

Ativos	2T26	3T26	4T26	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Em milhões US\$									
Peroá	-	-	-	-	-	27	-	-	27
Papa Terra	-	4	3	7	9	4	26	14	61
Potiguar	-	-	-	-	81	-	-	-	81
Parque das Conchas (WI 23%)	-	-	32	32	-	-	-	-	32
Total de Pagamentos	-	4	35	39	90	31	26	14	201

Total de obrigações de portfólio a serem pagas

Sem pagamentos de obrigações de portfólio no 2T26

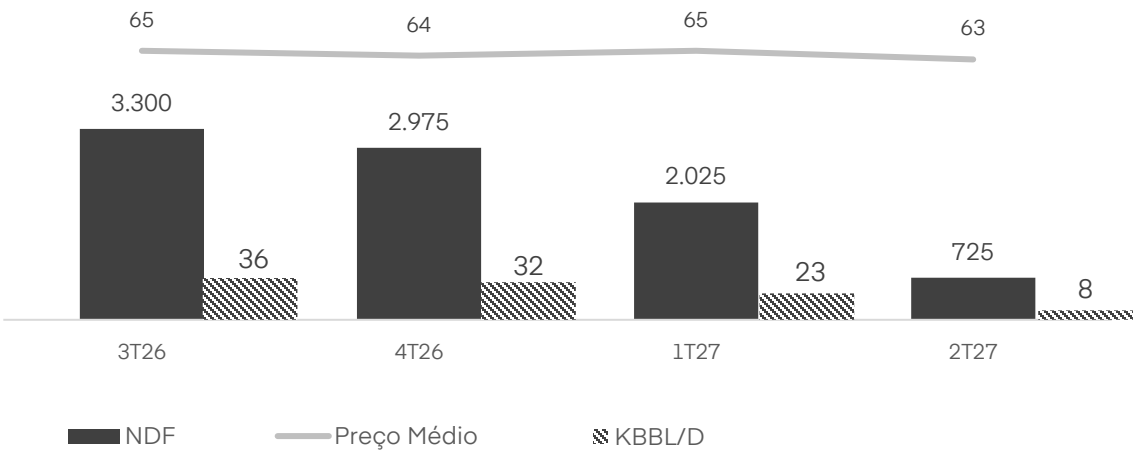
(1) O montante de caixa e equivalentes de caixa considera os saldos de aplicações financeiras, caixa restrito e desconsidera a aplicação financeira do TRS atrelado à dívida de R\$ 2.693 (US\$ 520) milhões. (2) Geração de Caixa Operacional (FCO) considera o Hedge de commodity (-R\$ 864 milhões).

Posição de Hedge

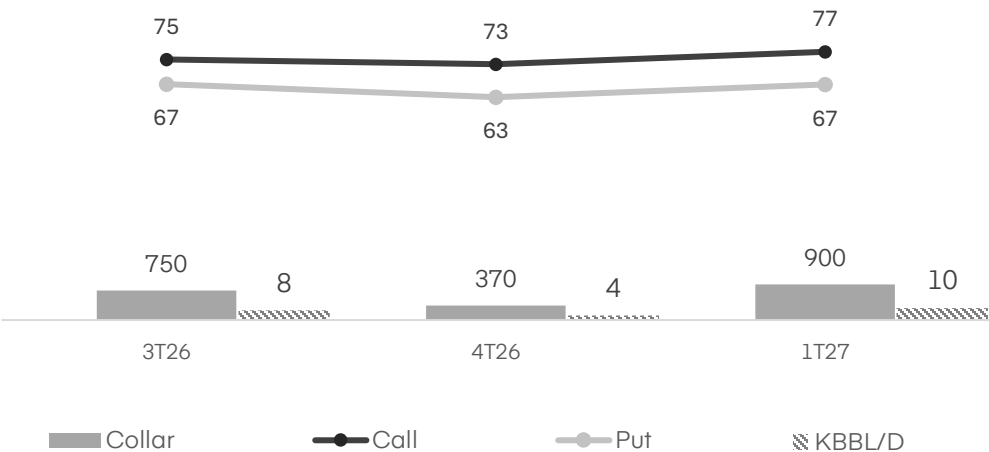


Estrutura atual de proteção

NDFs



Collars



	NDF			Opções (Collar)				NDF + Collar		Opção (Put)		
Fixing	Quantidade		Preço médio	Quantidade		Put	Call	Quantidade		Quantidade		Preço médio
	kbbl	kbbl/d	US\$	kbbl	kbbl/d	US\$	US\$	kbbl	kbbl/d	kbbl	kbbl/d	US\$
3T26	3.300	36	65,1	750	8	66,8	74,8	4.050	44	-	-	-
4T26	2.975	32	63,9	370	4	62,6	73,3	3.345	36	-	-	-
1T27	2.025	23	65,1	900	10	66,7	77,3	2.925	32	300	3	70,0
2T27	725	8	63,0	-	-	-	-	725	8	-	-	-
Total	9.025	25	64,5	2.020	6	66,0	75,7	11.045	30	300	0,8	70,0

O maior impacto de hedge foi reconhecido no 2T26, posicionando a Brava para uma exposição a hedge significativamente menor nos próximos trimestres.

Hedges de Óleo: combinação de collars, NDFs e puts. **Contratos sem chamadas de margem.**

Spreads: margens mais robustas de produtos refinados desde março de 2026 sustentaram resultados sólidos, com potencial adicional de valorização no segundo semestre de 2026.

1 Ecopetrol

- Concluir o processo de integração pós-closing com a Ecopetrol.

2 Eficiência operacional

- Continuar estabilizando as operações, enquanto melhora a eficiência em todo o portfólio.

3 Campanha de perfuração

- Executar a campanha integrada de perfuração com segurança, dentro do cronograma e dentro do orçamento, construindo a base para o próximo ciclo de crescimento em 2027.

4 Primeiro óleo de Papa-Terra

- Entregar o primeiro óleo dos novos poços de Papa-Terra no 4T26.

5 Desalavancagem

- Continuar desalavancando o balanço patrimonial enquanto reduz o custo da dívida.

BRAVA

Q&A

