

BRAVA

BRAV3 | Apresentação de Resultados 1T26



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 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 1T26, 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. Em 15 de fevereiro de 2026, foi emitida ordem procedimental referente ao processo de arbitragem, autorizando a 3R Offshore a prosseguir com os atos necessários à conclusão da cessão da participação de 37,5% detida pela NTE no Consórcio do Campo de Papa-Terra, incluindo a transferência perante a ANP e demais órgãos governamentais competentes. A referida autorização está sujeita às seguintes condições, que devem ser observadas até a decisão final do Tribunal Arbitral sobre o mérito da disputa: (1) Proibição de alienação a terceiros: a 3R Offshore fica impedida de vender ou transferir a participação de 37,5% a terceiros; e (2) Reversibilidade: a cessão permanece reversível até a decisão final do Tribunal Arbitral. Conforme nota explicativa 6, em 31 de março de 2026, o saldo de R\$ 337 refere-se a valores a receber da NTE decorrentes de valores correspondentes a *cash calls* devidos e não emitidos em razão do referido procedimento arbitral, já abatidos os valores correspondentes à receita decorrente da venda do volume de óleo correspondente à participação de 37,5% detida pela NTE no campo de Papa Terra. Até o presente momento, a NTE não pagou os *cash calls* emitidos. Em 30 de abril de 2026, a Procuradoria Federal junto à ANP emitiu o despacho nº 00829/2026/PFANP/PGF/AGU aprovando o parecer nº 00088/2026/PFANP/PGF/AGU, que autoriza a 3R Offshore a prosseguir com os atos necessários à conclusão da cessão da participação de 37,5% detida pela NTE no Consórcio do Campo de Papa-Terra.

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

80 kboe/d

Produção média em abril + 5% vs 1T26

US\$ 596 mi

Receita Líquida 1T26 +26% T/T

US\$ 310 mi

EBITDA Ajustado 1T26 +2x T/T

US\$ 14,2

Lifting cost¹ -3% T/T (excl. custo de afretamento)

US\$ 1.08 bi

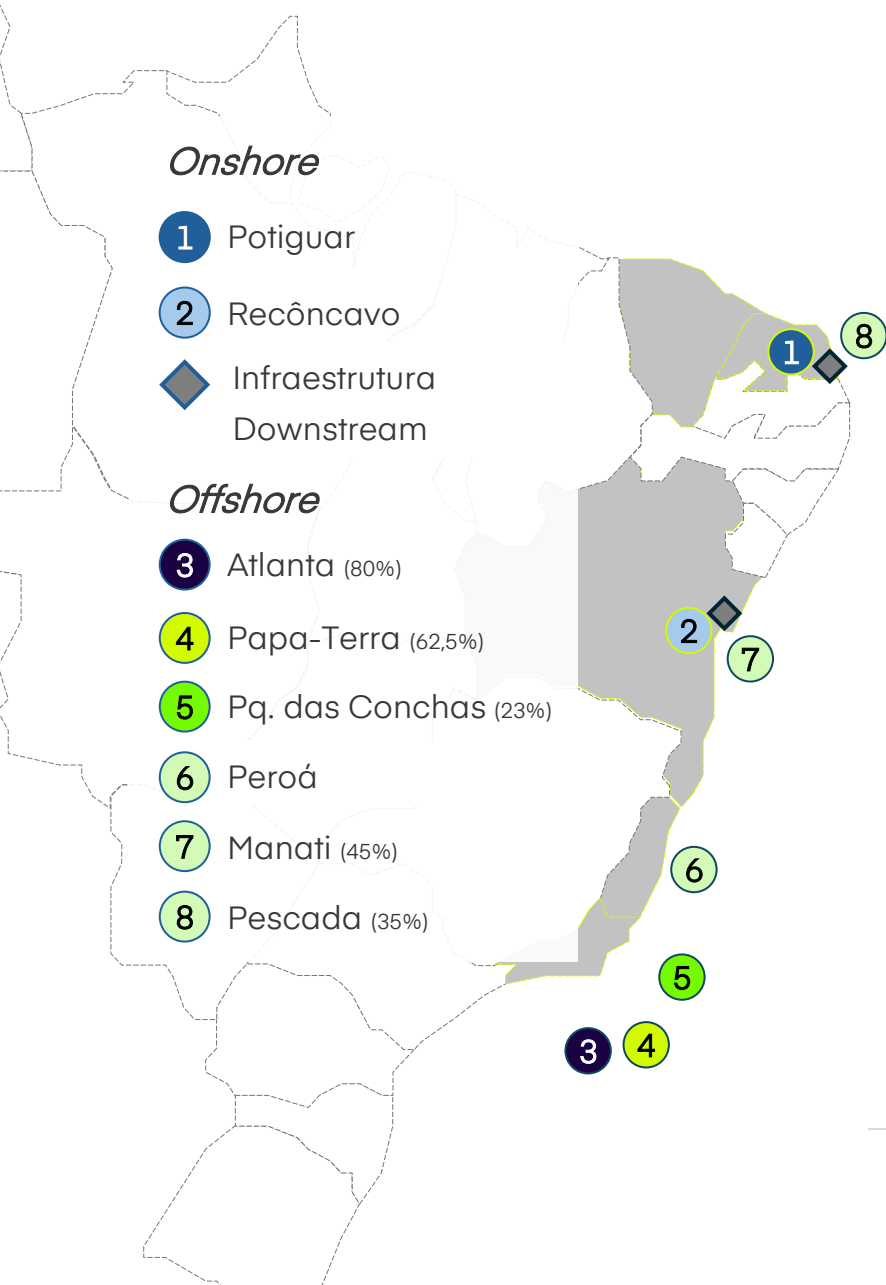
Posição de Caixa no 1T26
FCF de US\$ 78 MM²

1,8x net debt/ebitda

vs 3,4x in 1T25

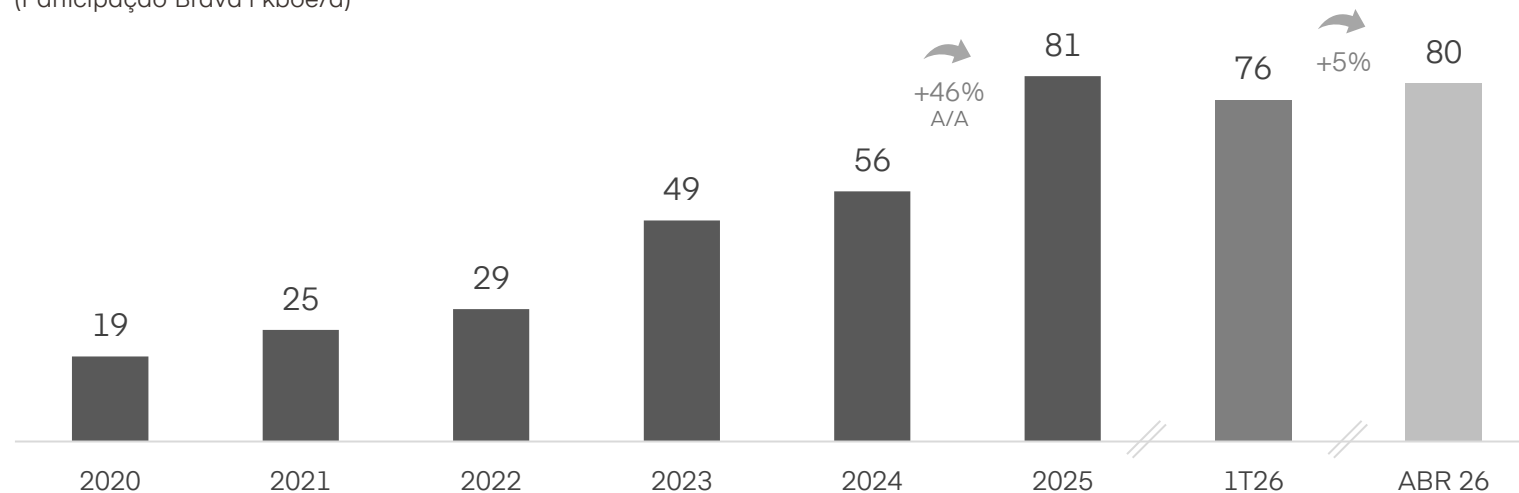
- Receita Líquida (em dólar) e EBITDA atingindo recordes históricos.
- Maior receita com venda de óleo impulsionada por aumento de +34% nos preços do óleo no 1T26, com destaque para Atlanta (+46% T/T).
- Redução do *lifting cost* offshore: US\$ 10,8 no 1T26 (-13% T/T).
- CAPEX total do 1T26: -57% A/A e -33% T/T.
- Campanha integrada de perfuração evoluindo dentro do prazo e orçamento.
- Quarto trimestre consecutivo de redução da alavancagem.
- Certificação de Reservas: 459 MMboe (1P) e 611 MMboe (2P).
- Venda da participação na unitização de Jubarte: ~US\$ 65 milhões.
- Dividendos de R\$ 57,4 milhões em 30 de abril de 2026.

Sumário da Produção Brava | Operação *on track* e atualização das Reservas



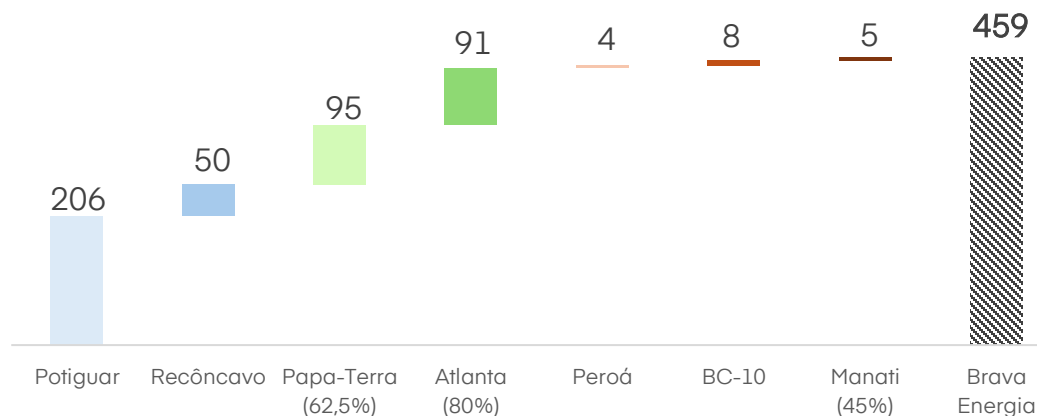
Evolução histórica da produção

(Participação Brava | kboe/d)



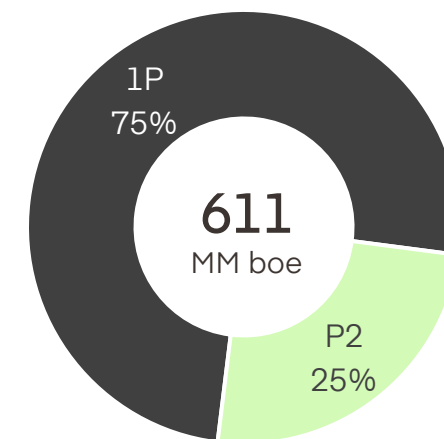
Reservas 1P

(Participação Brava | Milhões boe)



Reservas

(% | Milhões boe)



Destaques ESG | Transparência, Integridade e Responsabilidade



E

Meio Ambiente e Segurança

- Segurança como valor inegociável
- Sistema de Gestão Integrado - SGI
- Monitoramento operacional em tempo real
- Disclosure climático e hídrico em evolução (CDP)
- Investimento em tecnologia

Restauração Ambiental

169,2
hectares

Intensidade de emissões Offshore (escopo 1)

18,7
kgCO²e/boe

Selo Ouro

Programa Brasileiro GHG Protocol

Redução de Emissões GEE

em todos os segmentos de atuação



S

Social e Compliance

- Comunidades Locais
- Processo de Homologação Fornecedores
- Projeto de Treinamentos do Programa de Ética, Integridade e Governança: Conclusão por ~90% do quadro funcional

R\$ 10,4
mm em projetos sociais

Segurança

33,5 mil horas de treinamento em segurança e respostas a emergências

Saúde e Benefícios

Programa estruturado de saúde ocupacional e pacote de benefícios



G

Governança e Transparência

- Governança independente e disciplina de capital
- Integração ESG-Financeiro: Sustentabilidade integrada ao CFO e RI
- Estratégia negócio-clima: Res. CVM nº 193
- Signatária Pacto Global da ONU

R\$ 2,4
mm em impostos e royalties

86%

Conselho com maioria independente e comitês ativos

Relatório Integrado

Asseguração Limitada GRI/SASB/TCFD

Destques Operacionais

BRAVA

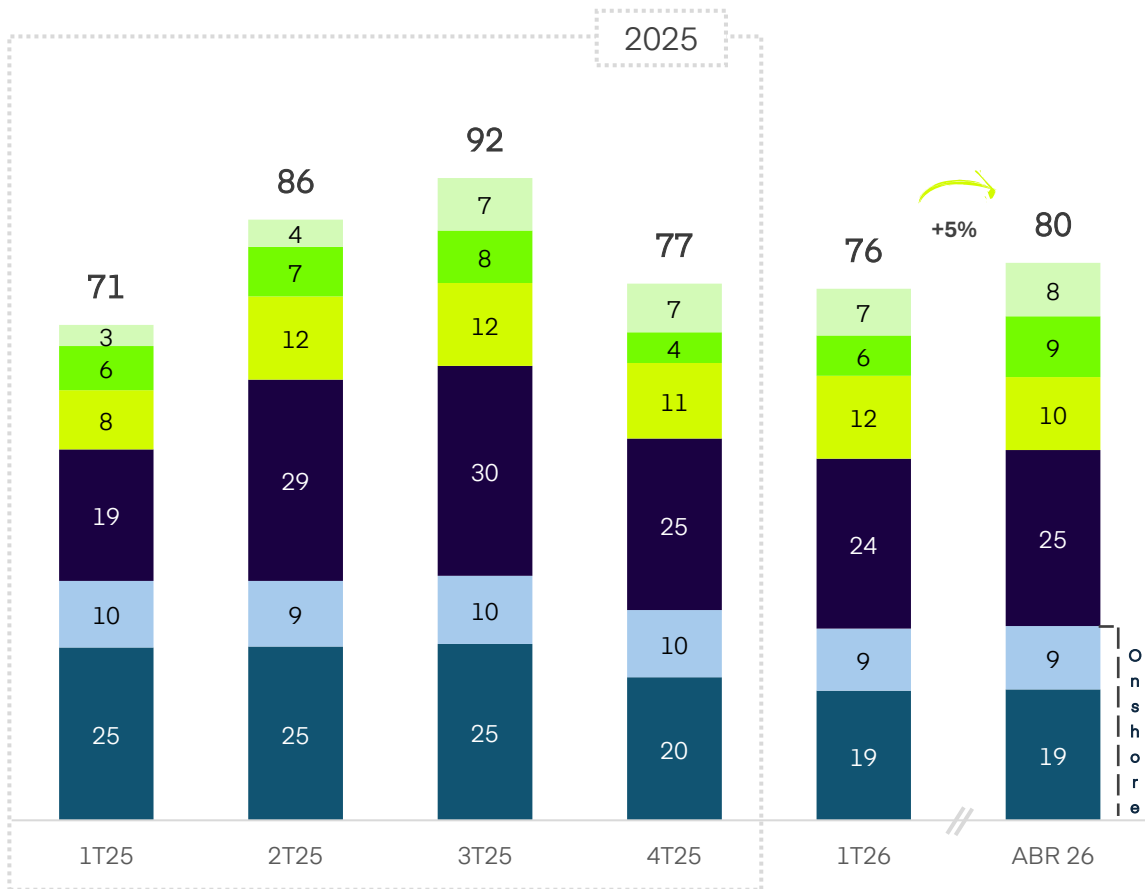


1T26 iniciou com forte desempenho

✓ Abril apresentou tendência de recuperação da produção, registrando o melhor mês de produção de 2026.

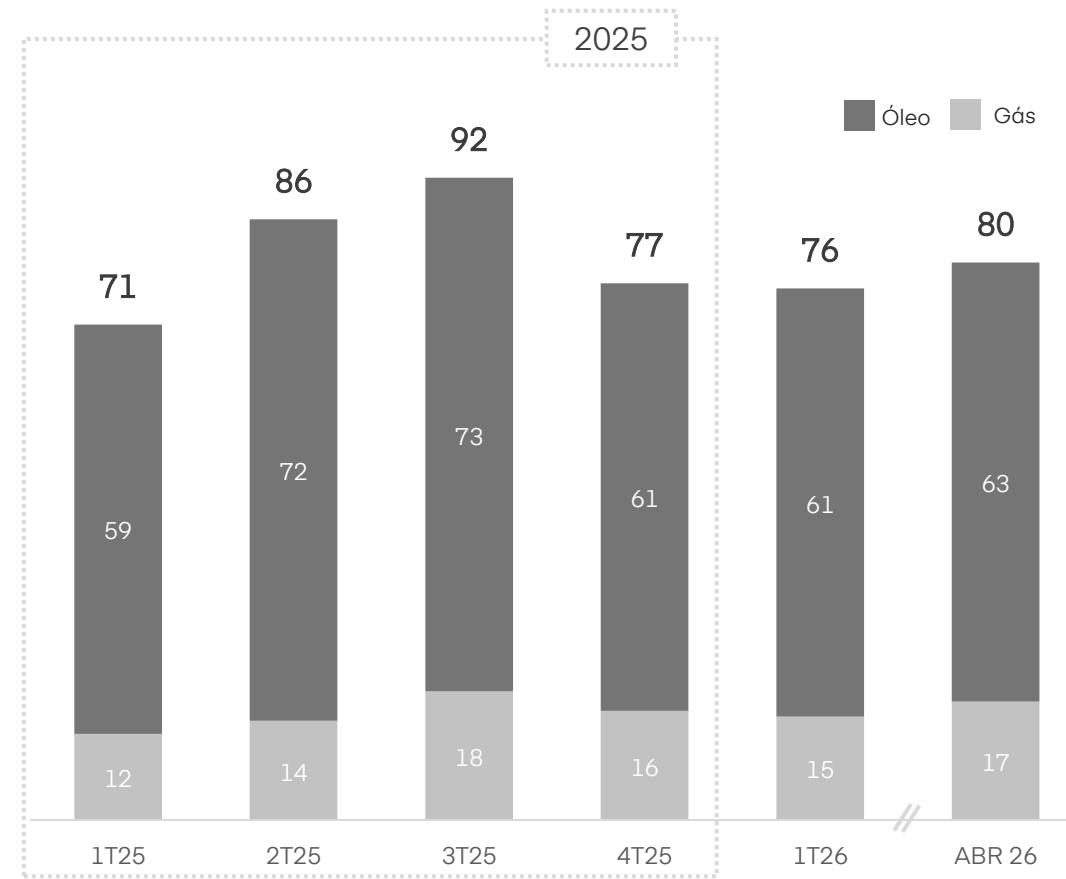
Produção Total – Onshore & Offshore

(Participação Brava | kboe/d)



Produção Óleo e Gás

(Participação Brava | kboe/d)



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

4T26: Perfuração, Completação e conexão dos poços de Papa-Terra

Mar/26: Início da perfuração em Papa-Terra.

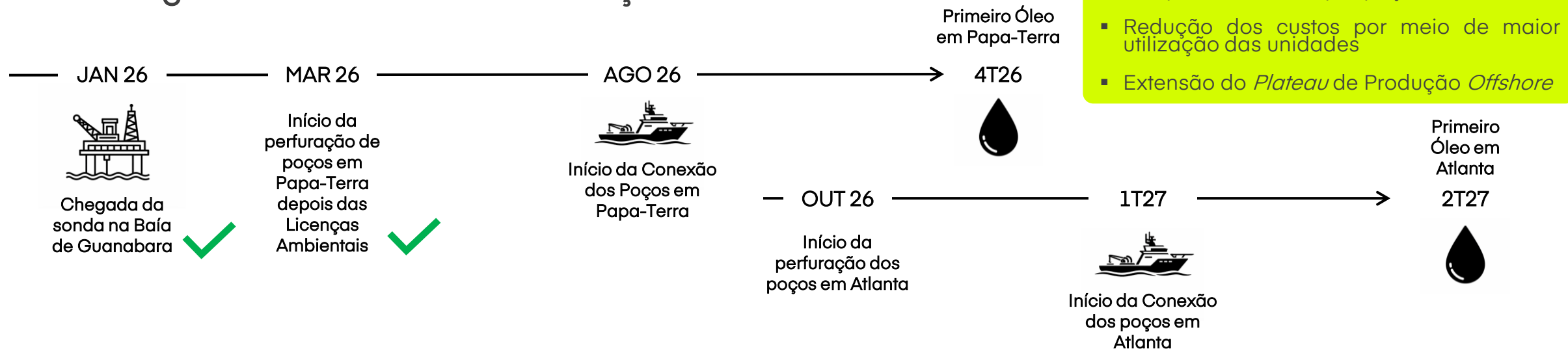
- ✓ Abr/26: Conclusão das fases 1 e 2 de perfuração do PPT-52 e fases 1, 2 e 3 do PPT-53 (de 5 Fases + Completação).
- ✓ Ago/26: Chegada do navio PLSV para conexão dos dois primeiros poços.
- ✓ 4T26: Primeiro óleo dos poços de Papa-Terra (PPT-52 e PPT-53).

Out/26: Deslocamento da sonda para Atlanta e início da perfuração do 3º e 4º poços.

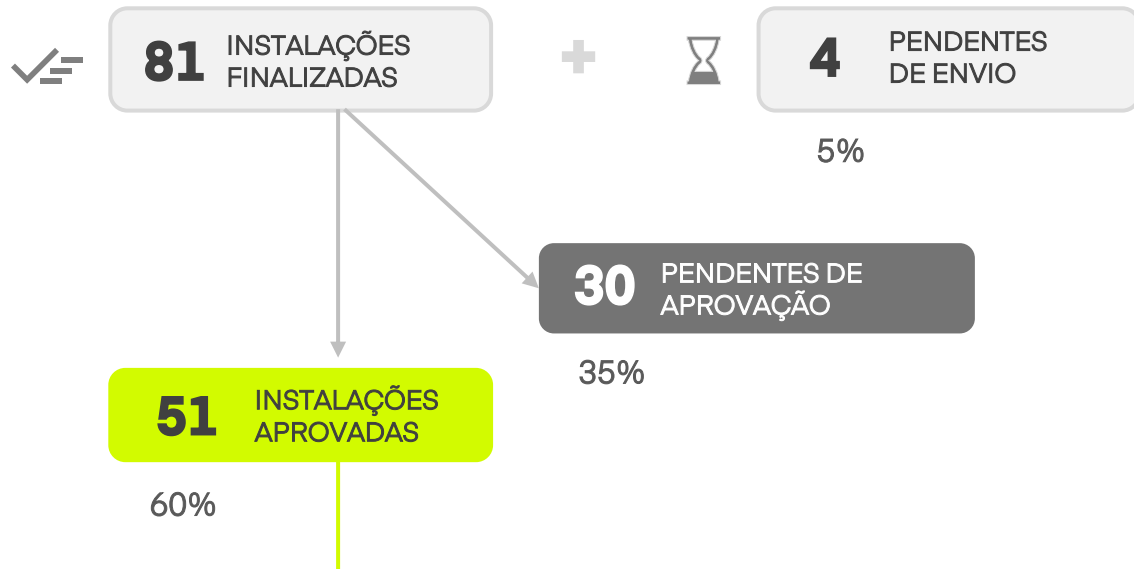
- ✓ 1S27: Conexão e Primeiro óleo dos poços de Atlanta (ATL-9H e ATL-10H).






Cronograma Indicativo de Perfuração



85 Instalações

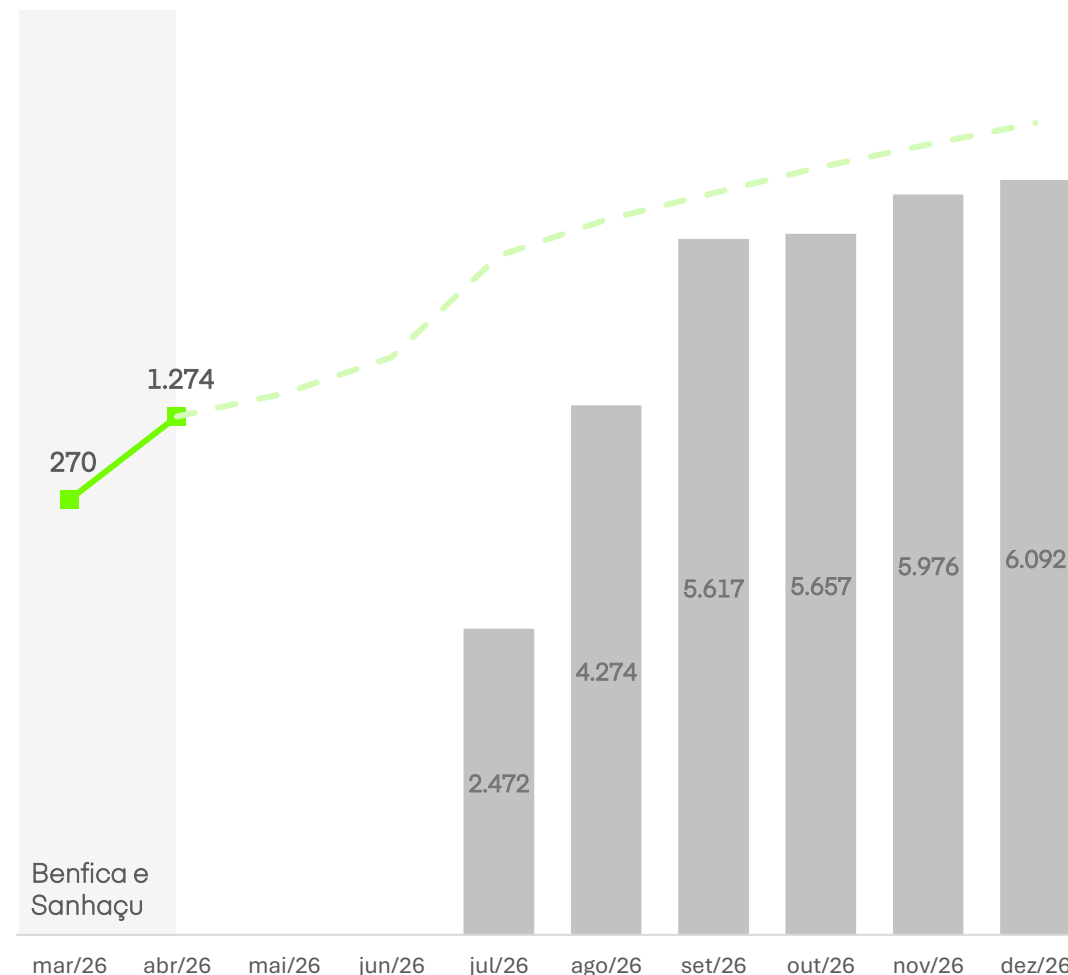


Detalhamento das Instalações Aprovadas

-  **36** Instalações de Teste
-  **13** Instalações de Produção
-  **02** Instalações de Injeção

Projeção de Retorno de Produção

■ Vapor (tons/day) ■ Boe/d



*Considerando a aprovação de duas instalações por semana.

1T26 Destques Financeiros

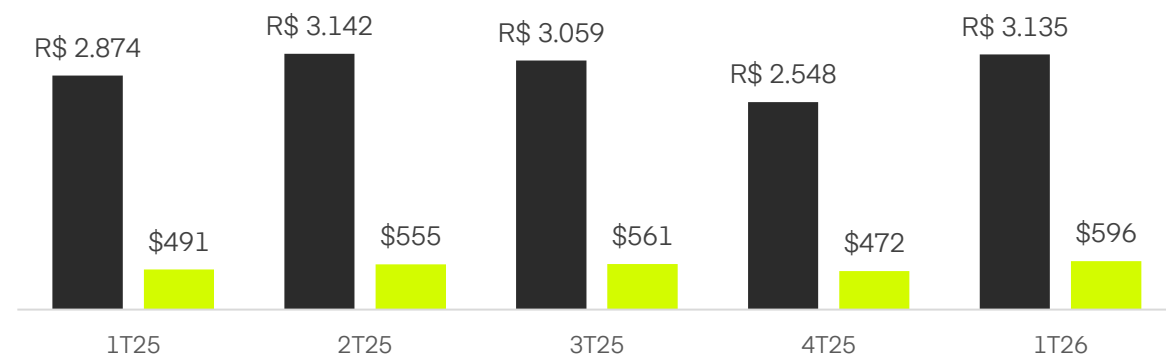


Receita Líquida do 1T26 | Recorde impulsionado pelo preço de óleo e eficiência

Receita Líquida | Resultados históricos trimestrais

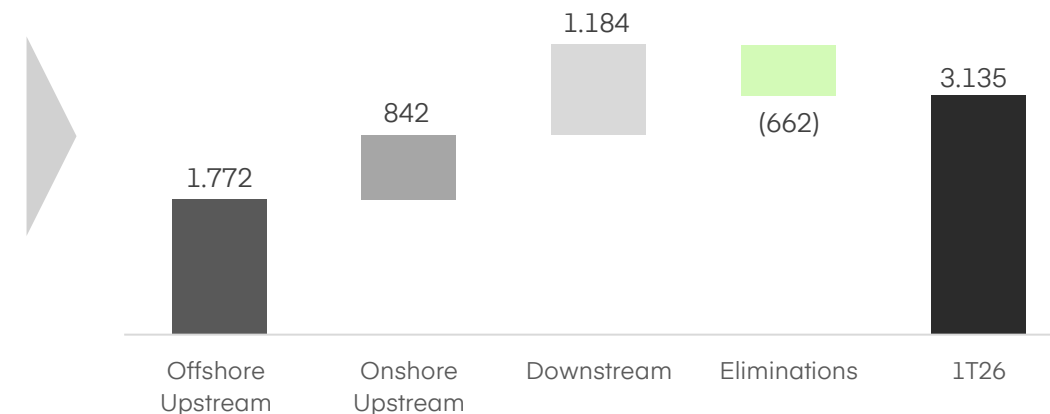
(Milhões)

■ R\$ ■ US\$



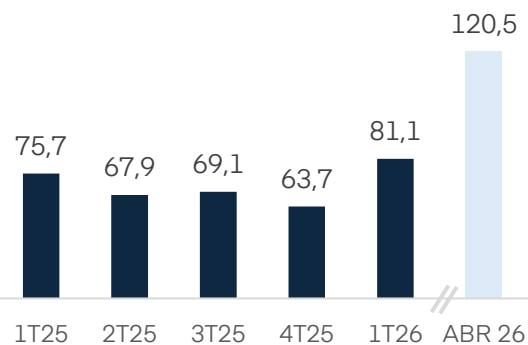
Detalhamento da Receita Líquida 1T26

(R\$ Milhões)

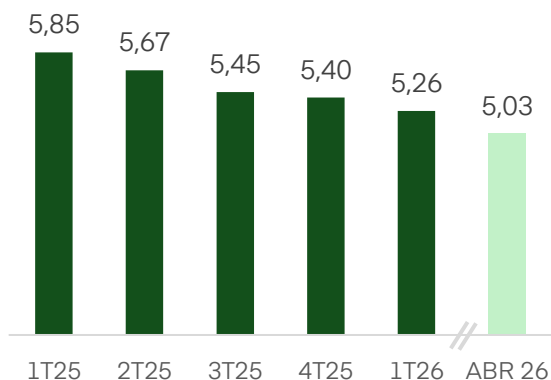


Aspectos Macro

Preço Médio do Dated Brent
US\$/bbl



Câmbio Médio
BRL/US\$



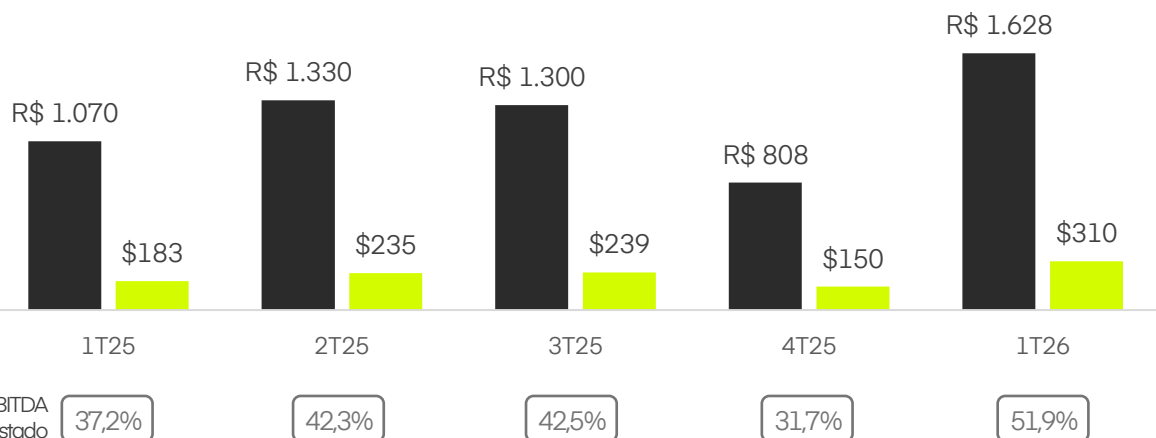
- ✓ Receita líquida recorde (em dólar) com crescimento de 23% T/T e 9% A/A, impulsionada pelos preços do Brent e pela eficiência operacional
- ✓ Os resultados do 1T26 refletem apenas parte da atual alta do *Brent*, considerando que os preços começaram a subir durante a segunda metade de fevereiro.
- ✓ A monetização do portfólio apresentou melhora no 1T26. Atlanta não registrou desconto em relação ao *Brent*.

EBITDA 1T26 | Melhor patamar de EBITDA, Expansão de margem e FCO

Evolução Trimestral

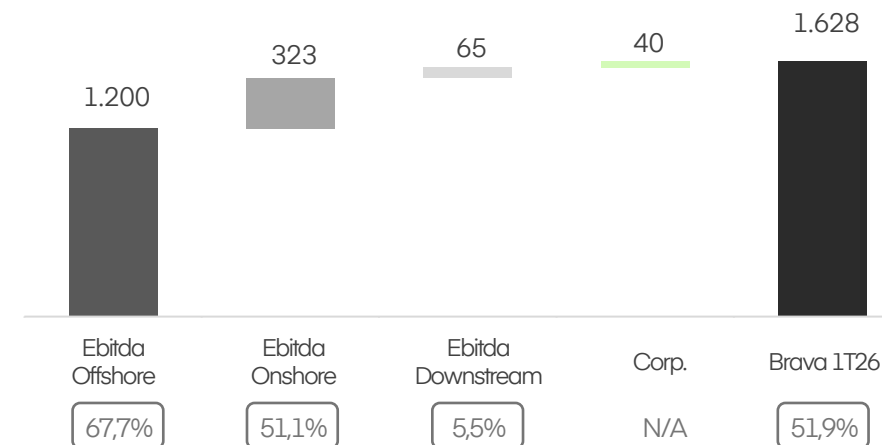
(R\$MM & US\$MM)

■ R\$ ■ US\$



Detalhamento EBITDA Ajustado 1T26

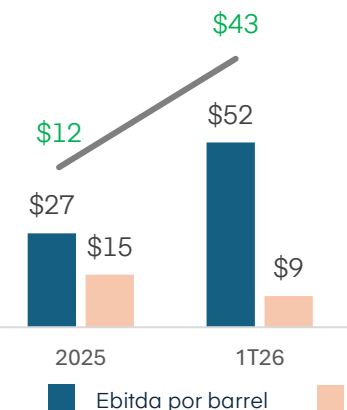
(R\$MM)



Ebitda vs. Capex | FCO por segmento

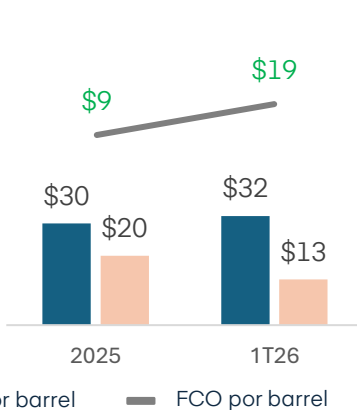
FCO *Offshore*

(US\$/boe)



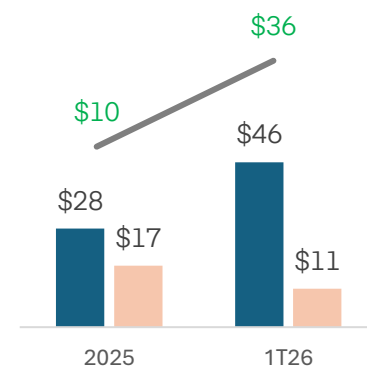
FCO *Onshore*¹

(US\$/boe)



FCO Brava

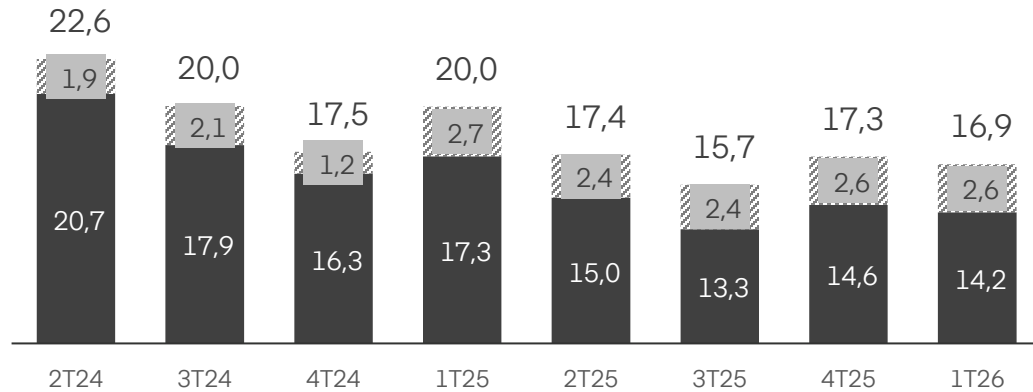
(US\$/boe)



- ✓ O EBITDA Ajustado atingiu US\$ 310 milhões no 1T26 (+69% A/A), o maior nível histórico da Companhia, com expansão da margem para 52%.
- ✓ As margens atingiram 68% no *Offshore* (maior nível histórico) e 51% no *Onshore*.
- ✓ Evolução consistente: *free cash flow* no maior patamar histórico nos segmentos *onshore* e *offshore* no 1T26.

Lifting Cost Brava (US\$/boe)

Custo de afretamento



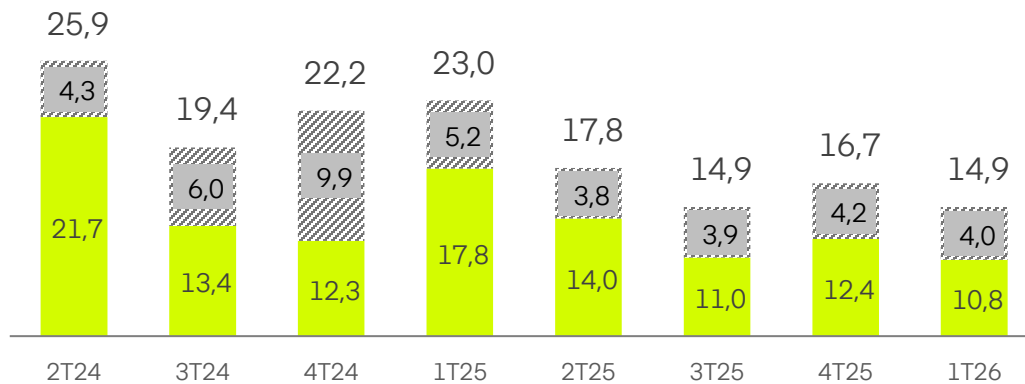
✓ **Offshore:** -11% T/T, sustentado por uma melhora na produção em todo o portfólio.

▪ **Papa-Terra** e **Atlanta** baixo de US\$21/boe e US\$16/boe no 1T26, respectivamente. Há espaço para melhora por meio de: (i) disciplina de custos e (ii) crescimento da produção após a campanha de perfuração.

✓ **Onshore:** estabilidade nos últimos 12 meses. Impactado no curto prazo pela menor produção em Potiguar e pelo câmbio

Lifting Cost Offshore (US\$/boe)

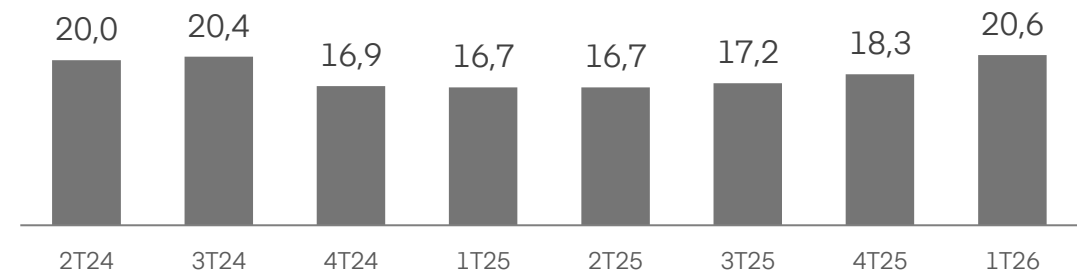
Custo de afretamento



Lifting Cost Onshore (US\$/boe)

Drivers da redução de Lifting

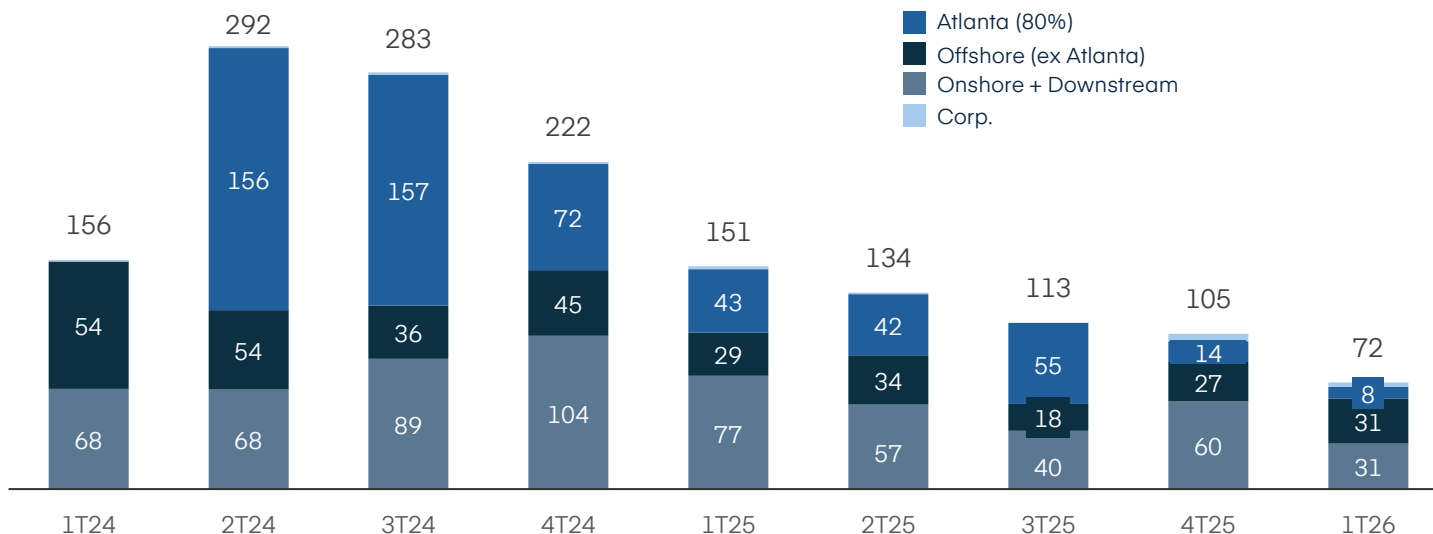
- ✓ Crescimento da Produção
- ✓ Eficiência operacional
- ✓ Disciplina de custos



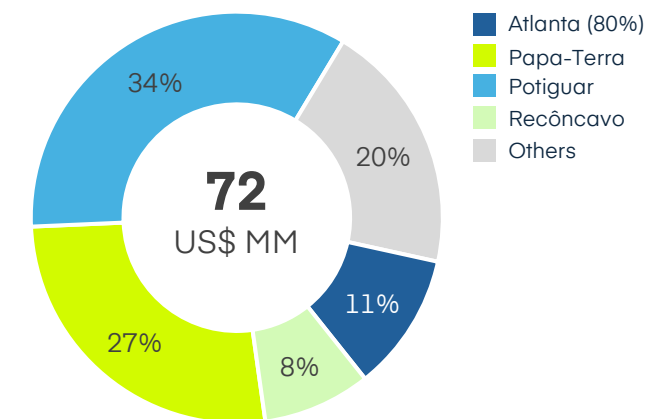
Capex 1T26 | Sexto trimestre consecutivo com redução no capex

Detalhamento do Trimestre

(US\$ MM)



Detalhamento do capex por ativo | 1T26 (%)



- ✓ O capex do 1T26 é um bom indicativo de um nível normalizado de investimento: integridade dos ativos + manutenção da escala de produção.
- ✓ O histórico de capex confirma o esforço para implementar um projeto como Atlanta: início forte seguido por uma queda acentuada na fase final.
- ✓ Expectativa de aumento do capex nos próximos trimestres à medida que a campanha de perfuração offshore avance.

✓ Capex total Capex caiu 33% T/T e 57% A/A:

- I. Capex *Onshore*: -49% T/T, uma vez que a maior parte dos investimentos pontuais em capacidade de geração de vapor foi executada durante o 4T25.
- II. Capex *Offshore*: a concentração em Papa Terra está ligada ao início da campanha de perfuração *offshore*.

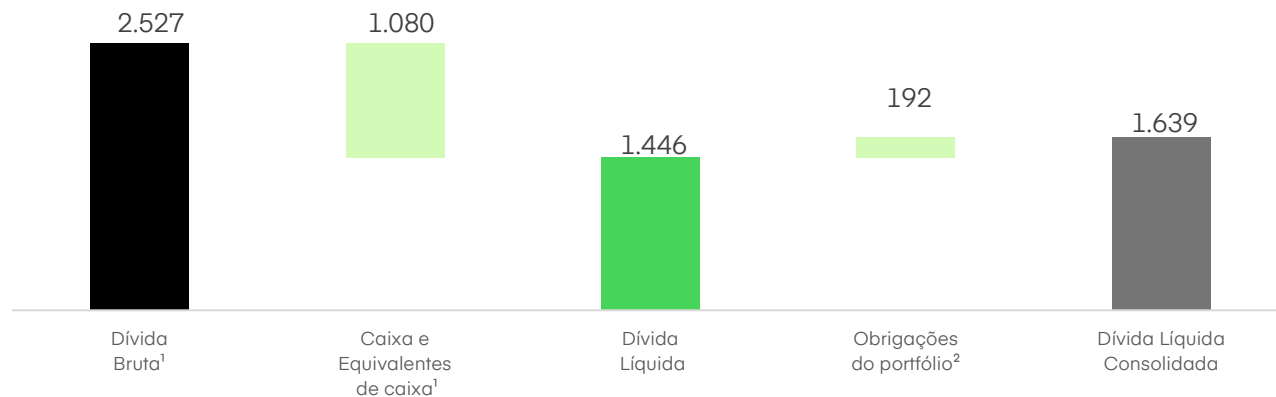
Estrutura de Capital | Desalavancagem rápida por meio da execução operacional



✓ Liquidez robusta: US\$ 1.080 milhões em caixa e equivalentes + US\$ 83 milhões em estoque de petróleo e derivados (a custo);

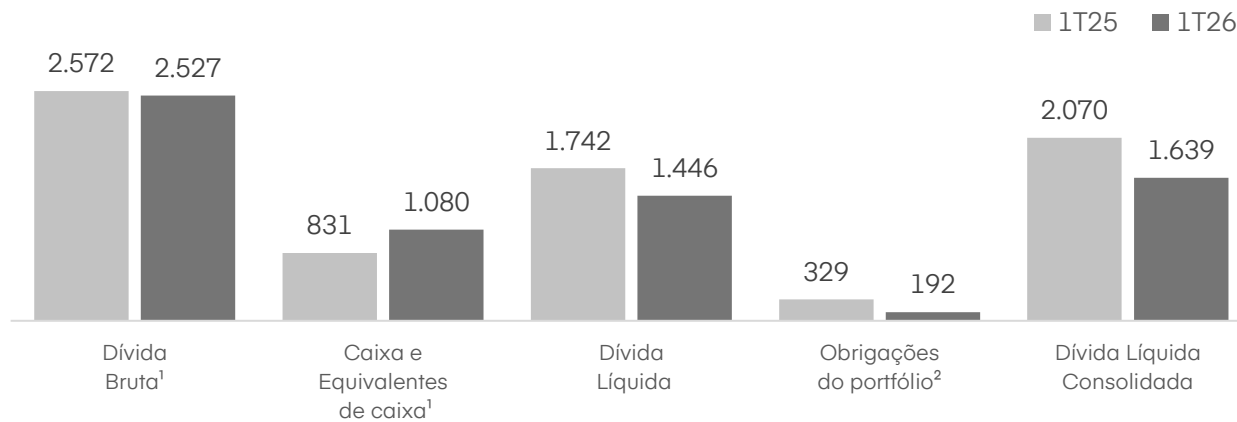
Posição de Caixa e Endividamento | Fim de 1T26

(US\$ MM)



Evolução do endividamento e caixa A/A

(US\$ MM)

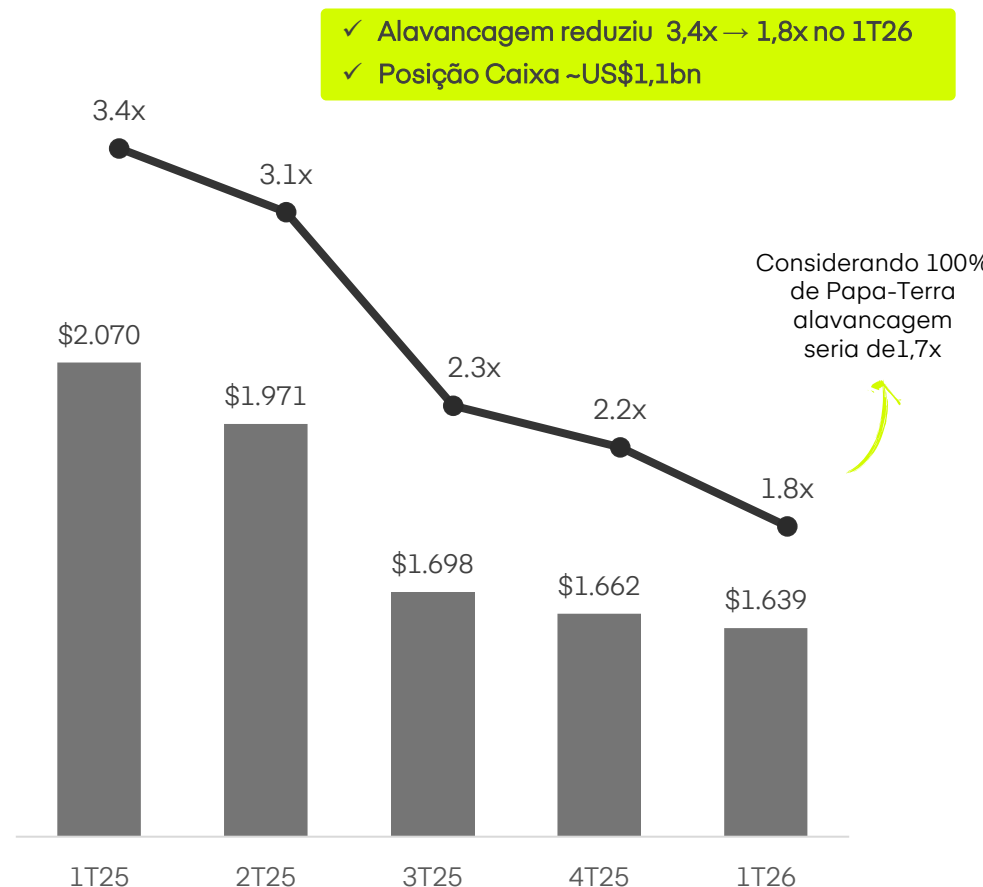


Redução da alavancagem

Dívida Líquida vs. alavancagem LTM

■ Dívida Líquida (US\$ MM) + obrigações portfólio

● Alavancagem LTM



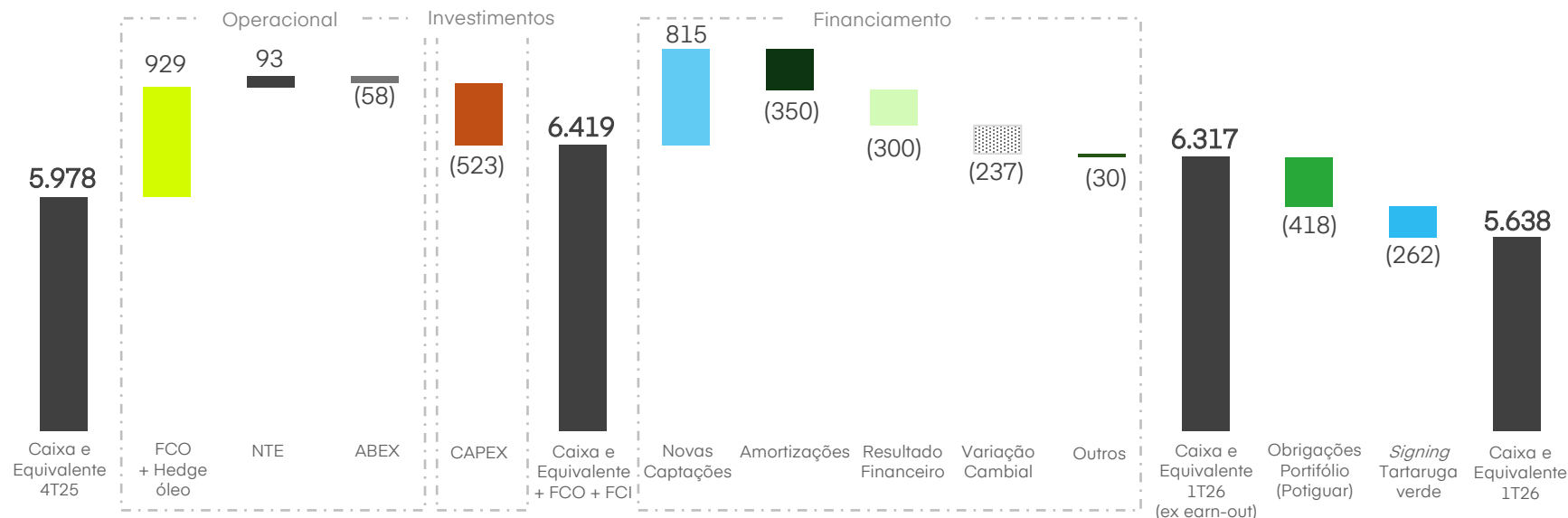
Nota: (1) O montante de caixa e equivalentes de caixa considera os saldos de aplicações financeiras, caixa restrito e desconsidera a aplicação financeira do TRS da dívida de R\$ 2.650 (US\$ 508) milhões. (2) Valor dos compromissos referentes à aquisição de ativos atualizado em 31 de março de 2026.

Estrutura de Capital Robusta ao Longo dos Ciclos



Fluxo de Caixa 1T26

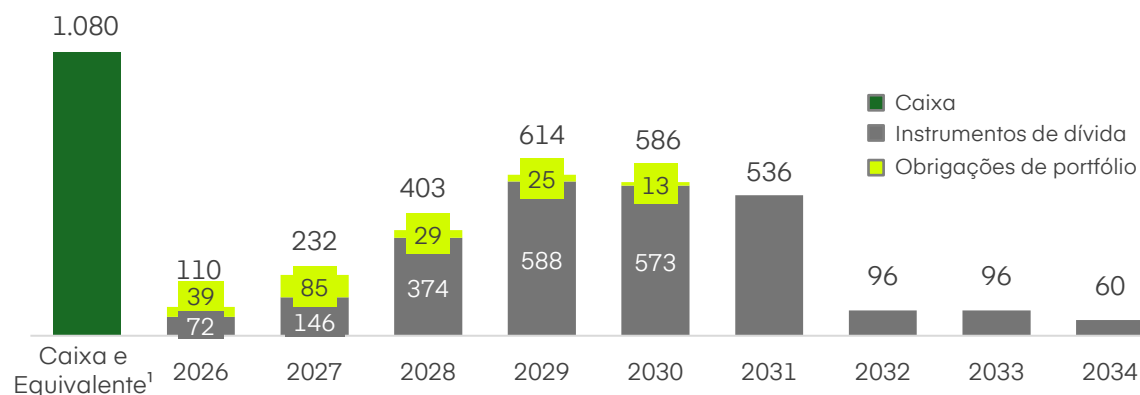
(US\$ MM)



- ✓ O FCO totalizou US\$ 78 milhões no 1T26, desconsiderando obrigações de portfólio
- ✓ A participação da NTE em Papa-Terra contribuiu com R\$ 93 milhões de FCO para a Brava.
- ✓ Impacto do hedge de R\$ 19 MM no 1T26.
- ✓ ~US\$ 98 MM foram pagos da obrigações de portfólio no 1T26.
- ✓ *Signing* de Tartaruga Verde foi reembolsado no 2T26.

Caixa vs. Perfil de Amortização | Final do 1T26

(US\$ MM)



Obrigações do Portfólio | Calendário de Pagamentos

(US\$ MM)

Ativos	1T26	4T26	2027	2028	2029	2030	Total
<i>Em milhões US\$</i>							
Peroá	-	-	-	25	-	-	25
Papa Terra	18	7	9	4	25	13	59
Potiguar	80	-	77	-	-	-	77
Parque das Conchas (WI 2)	-	32	-	-	-	-	32
Total de Pagamentos	98	39	85	29	25	13	192

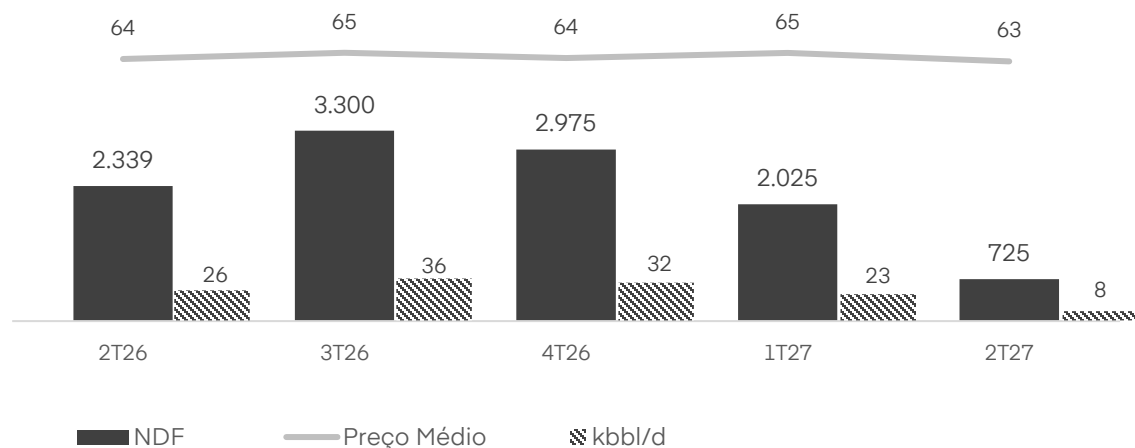
Total de obrigações de portfólio ainda em aberto

Obrigações de portfólio pagas no 1T26

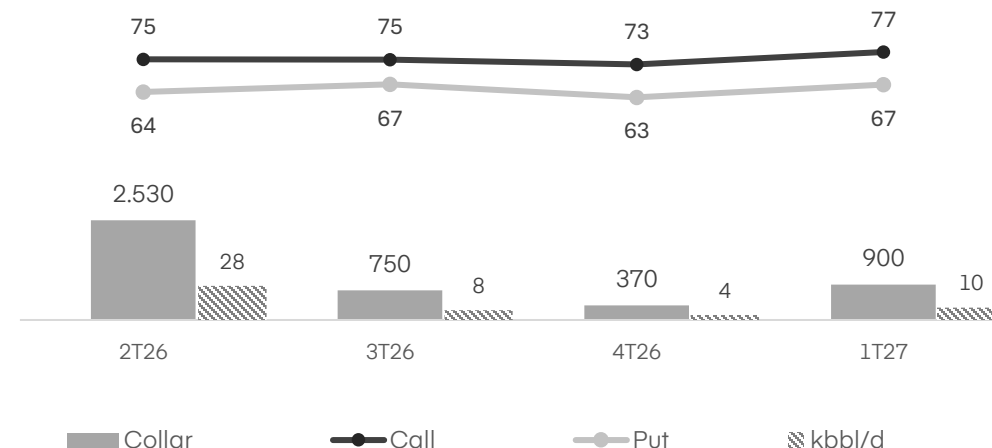
Nota: (1) O montante de caixa e equivalentes de caixa considera os saldos de aplicações financeiras, caixa restrito e desconsidera a aplicação financeira do TRS da dívida de R\$ 2.650 (US\$ 508) milhões.

Atual Posição de Hedge

NDFs



Collars



Fixing	NDF			Opções (Collar)				NDF + Collar		Opção (Put)		
	Quantidade	Preço Médio		Quantidade	Put	Call		Quantidade	Quantidade	Preço Médio		
	mil barris	kbbl/d	US\$	mil barris	kbbl/d	US\$	US\$	mil barris	kbbl/d	mil barris	kbbl/d	US\$
2T26	2.339	25,7	63,6	2.530	27,8	64,3	75,0	4.869	53,5	205	2,3	60,0
3T26	3.300	35,9	65,1	750	8,2	66,8	74,8	4.050	44,0	-	-	-
4T26	2.975	32,3	63,9	370	4,0	62,6	73,3	3.345	36,4	-	-	-
1T27	2.025	22,5	65,1	900	10,0	66,7	77,3	2.925	32,5	300	3	70,0
2T27	725	8,0	63,0	-	-	-	-	725	8,0	-	-	-
Total	11.364	20,7	64,3	4.550	8,3	65,0	75,3	15.914	29,0	505	0,9	65,9

Após a recente interrupção de mercado, os resultados do 1T26 reforçam a capacidade da Brava de manter um *netback* positivo no cenário atual de mercado.

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

Spreads: As margens de bunker oil, diesel, gasolina e jet fuel apresentaram expansão a partir de mar/26, com espaço para captura adicional de upside durante o 2T2.

- I. Estabilização da produção alinhada com operações seguras.
- II. Redução do custo da dívida.
- III. Processo contínuo de desalavancagem, transferindo valor da dívida para o *equity*.
- IV. Execução das campanhas de perfuração em Papa-Terra e Atlanta dentro do prazo e do orçamento previstos.
- V. Evolução do programa Brava Eficiente com foco na otimização de contratos e redução de custos.





BRAVA

Q&A