

BRAVA

BRAV3 | Apresentação de Resultados 3T26

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 Companhia sobre circunstâncias econômicas futuras, condições do setor, desempenho da Companhia 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 dos resultados ou eventos futuros reais. Os leitores recebem os documentos protocolados pela Companhia junto 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 empresariais 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, obtenção de aprovações e licenças governamentais, e nossa capacidade de gestão empresarial. A Companhia não assume 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 incorporação da Enauta Energia pela Brava Energia e buscam ilustrar o impacto dessa incorporação nas informações financeiras e operacionais históricas da Companhia. Não há garantia por parte dos auditores independentes ou da própria Companhia 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 estivessem sob o escopo da revisão dos auditores.

A Companhia publica em seu site de Relações com Investidores os relatórios de certificação de reservas, preparados por empresas independentes especializadas. As 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 Companhia para seu portfólio, nem incluem quaisquer restrições financeiras e/ou covenants de dívida, atuais ou futuras, nem quaisquer mudanças na priorização de projetos ou definições de alocação de recursos da Companhia ao longo dos anos seguintes. Também vale destacar que as premissas apresentadas pela Companhia ao Certificador estão sujeitas a avaliação e ajustes baseados em sua experiência e premissas internas. 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 previstas no PRMS e na avaliação do Certificador, os resultados são categorizados como reservas Provadas, Prováveis, Possíveis ou Recursos Contingentes. Outras premissas e considerações para a preparação de certificações devem ser observadas na seção "Scope of Investigation" do Relatório de Certificação 2024.

Em 1º de agosto de 2024, a Companhia 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 Relevante ao mercado em 3 de maio de 2024, a 3R Offshore exerceu, de acordo com as disposições do Joint Operating Agreement ("JOA"), o direito à cessão compulsória dos 37,5% indivisos detidos pela NTE (Forfeiture), devido ao inadimplemento das obrigações financeiras da NTE sob o consórcio do Campo de Papa-Terra, conforme estabelecido no Joint Operating Agreement ("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 compulsório de cessão perante a ANP, embora proibisse o arquivamento definitivo do processo de cessão, (ii) permitiu à Companhia divulgar comunicações ou anúncios públicos sobre o Campo Papa-Terra, desde que esses sirvam ao propósito de cumprir e garantir transparência das obrigações legais e estatutárias perante o mercado, acionistas, investidores, autoridades regulatórias e supervisoras, e que a Companhia não se referisse como detentora exclusiva de interesse no Campo Papa-Terra, incluindo ressalva 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 participação, sem, no entanto, alterar sua participação de 62,5% nos direitos de concessão no campo Papa-Terra, conforme registrado no Balanço Patrimonial da Companhia.

Conforme descrito nas Informações Trimestrais em 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 Arbitral analise a disputa, a Companhia passou a mensurar apenas os saldos correspondentes à sua participação de 62,5% no Campo Papa-Terra nas linhas do demonstrativo de resultados na Informação Trimestral a 30 de setembro de 2024.

Nas Demonstrações Financeiras do 3T26, a Companhia continuou a mensurar apenas os saldos correspondentes à sua participação de 62,5% no Campo Papa-Terra nas linhas de resultado, com as receitas e despesas relacionadas aos 37,5% de participação detida pela NTE registradas na conta de créditos dos parceiros. Em 15 de fevereiro de 2026, foi emitida uma ordem procedimental em conexão com o processo arbitral, autorizando a 3R Offshore a prosseguir com as ações necessárias para concluir a cessão dos 37,5% detidos pela NTE no Consórcio do Campo de Papa-Terra, incluindo a transferência perante a ANP e outras autoridades governamentais competentes. Tal autorização estava 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 está 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, em 30 de setembro de 2026, o saldo de R$ 542 milhões refere-se aos valores a receber da NTE relacionados a cash calls devidos, mas não emitidos em decorrência dos procedimentos arbitrais mencionados, descontados 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 cash calls emitidas.

Em 29 de outubro de 2026, a cessão dos 37,5% de participação anteriormente detidos pela NTE foi transferida para a 3R Offshore, conforme a alteração ao acordo de concessão assinada na mesma data perante a ANP. A Companhia enfatiza que, apesar da conclusão da cessão perante a ANP, as condições acima mencionadas, relativas à restrição à transferência para terceiros e reversibilidade, permanecerão em vigor até a decisão final do Tribunal Arbitral

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

Destaques 3T26 | Execução operacional consistente e desempenho financeiro

82,4 kboe/d
Produção média no 3T26
+1% T/T | melhor trimestre de 2026

US$ 308 MM
EBITDA Ajustado 3T26 | +29% A/A
9M26: US$ 969 MM | +48% A/A

US$ 925 MM
Posição de Caixa 3T26
Liquidez sólida

US$ 13,4/boe
Lifting Cost[1] -18% T/T
(excl. custo de afretamento)

2,0x Dívida Líquida/EBITDA
vs. 2,3x no 3T25
Alavancagem estável

Integração Ecopetrol em andamento
Sinergias e criação de valor no longo prazo

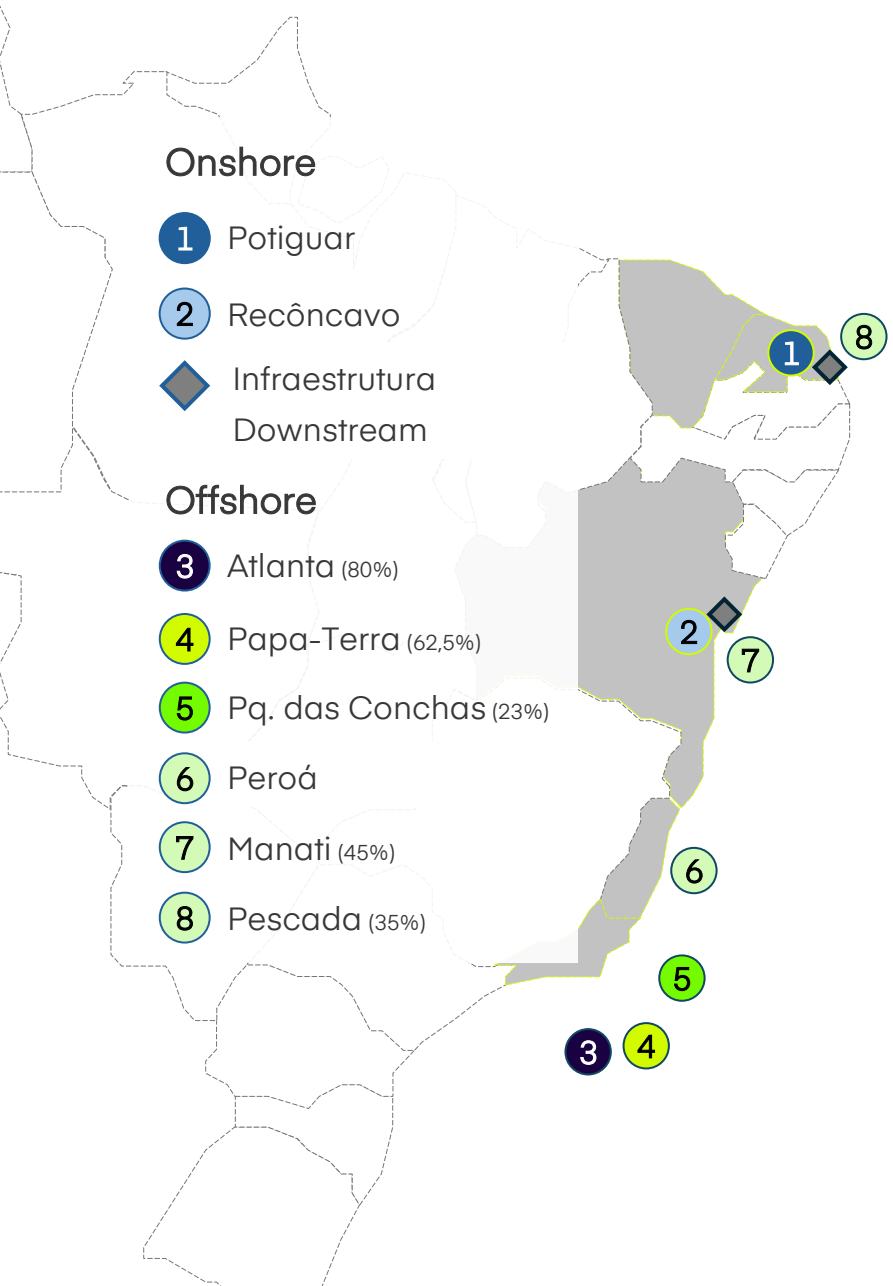
- ✓ Maior produção trimestral de 2026, apoiada pela eficiência *Offshore* e recuperação *Onshore*.
- ✓ Execução comercial sustentou maiores preços de realização de óleo T/T, apesar da menor média do Brent.
- ✓ Lifting Cost recuou 18% T/T para US$ 13,4/boe, sustentando margens sólidas.
- ✓ Margem EBITDA Offshore recorde de 71,5%, com crescimento de 29% A/A no EBITDA Ajustado.
- ✓ PPT-52 em produção. PPT-53 finalizado, aguardando aprovação regulatória. Campanha de perfuração avançando para Atlanta.
- ✓ Projeto do Centro de Operações Integrado concluído, avançando na eficiência *Onshore* e na integração digital.
- ✓ Transação com a Ecopetrol concluída e integração em andamento: oportunidades de captura de sinergias e criação de valor.

[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].

Destaques Operacionais

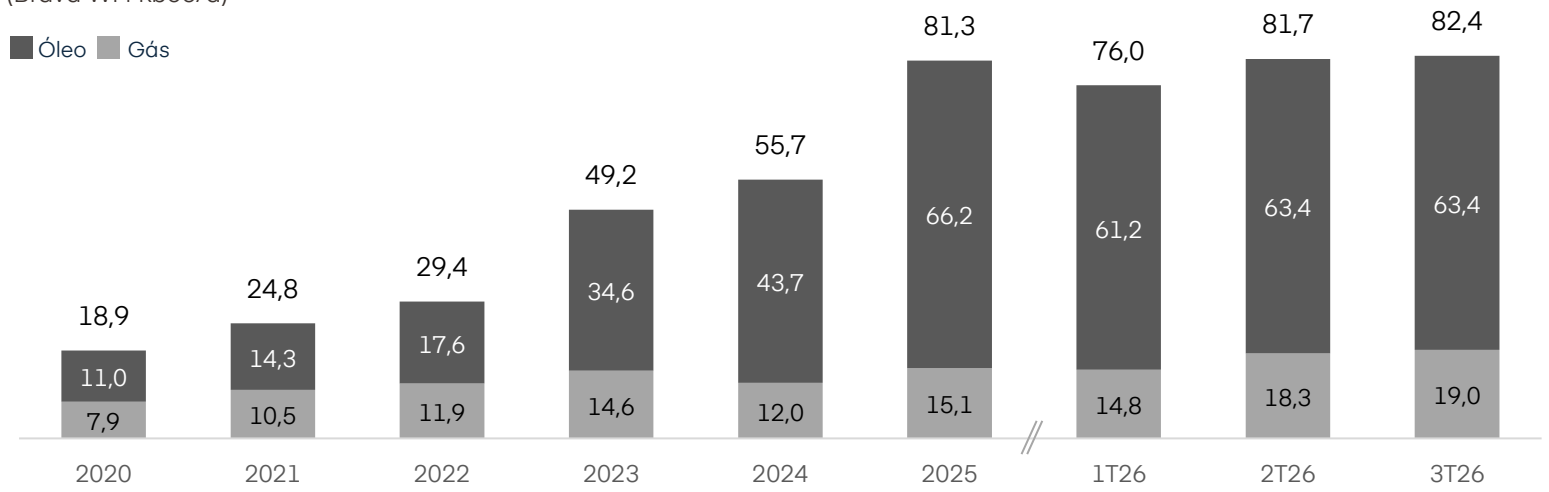


Sumário da Produção I Produção consistente apoiada por um portfólio diversificado



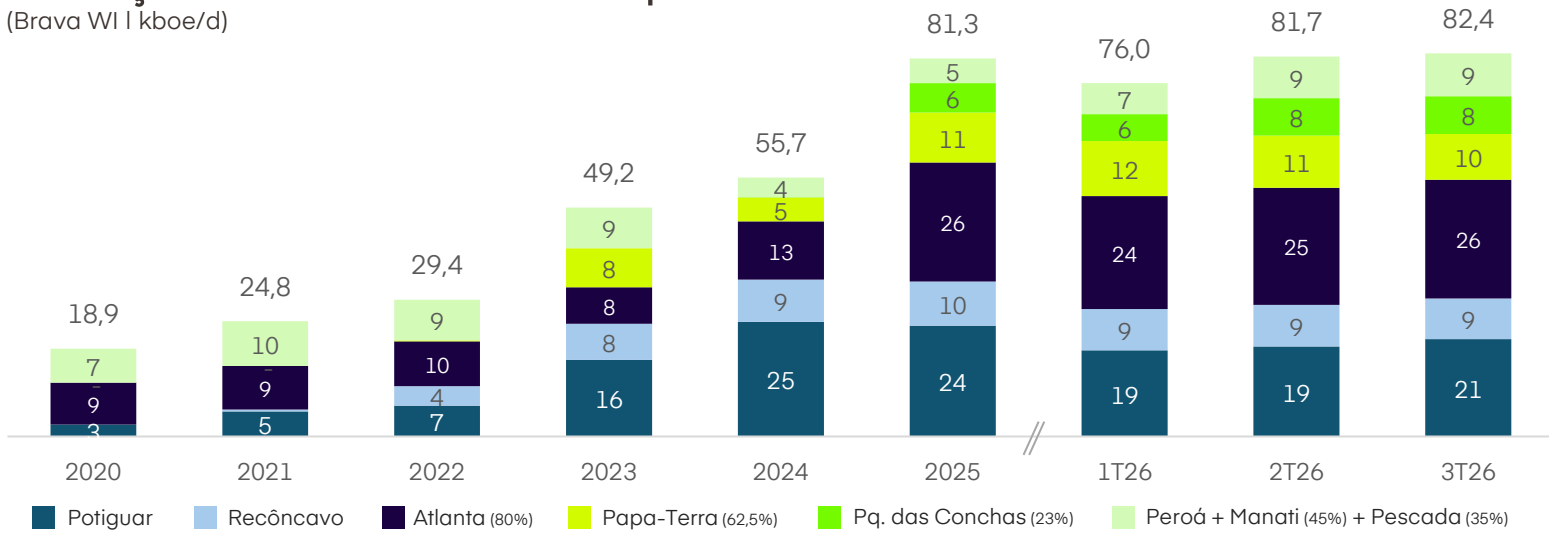
Evolução histórica da produção

(Brava WI I kboe/d)



Produção Total – detalhamento por ativo

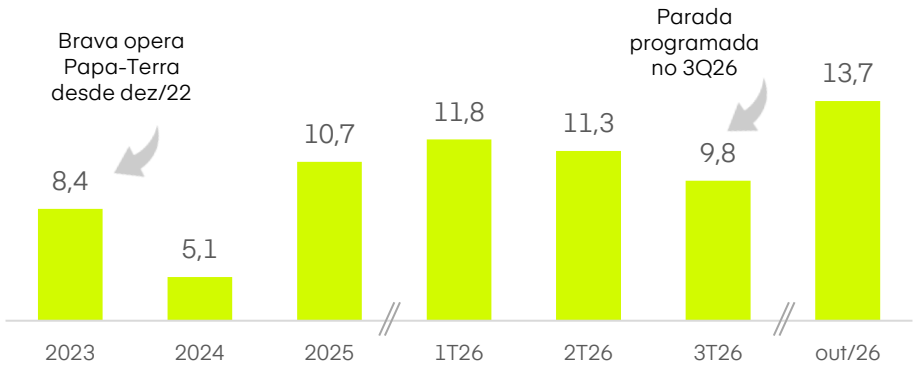
(Brava WI I kboe/d)

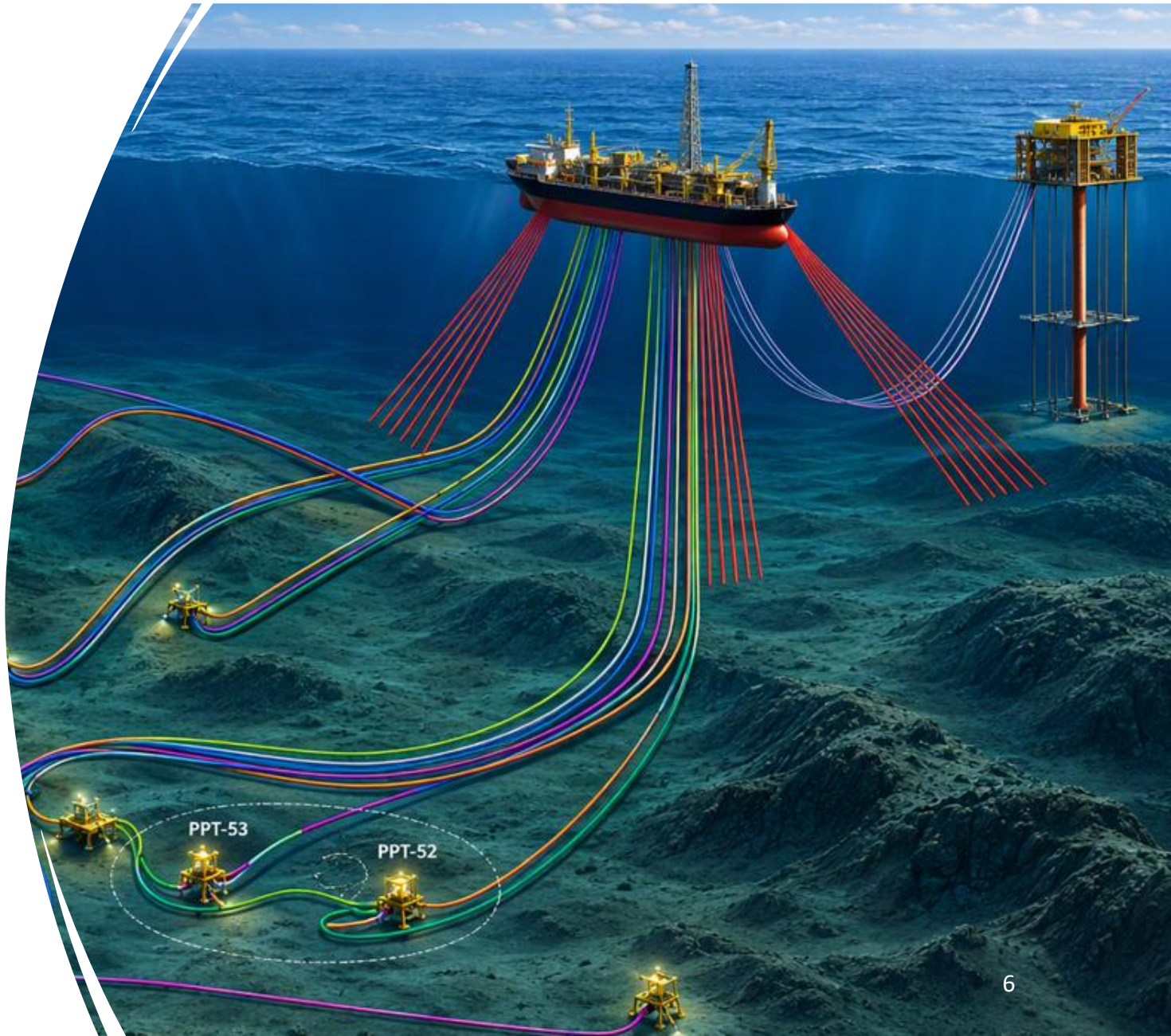


Offshore | Alta eficiência operacional sustenta margens sólidas

- **Produção estável, apoiada pelo desempenho operacional consistente em 2026, com melhora dos principais indicadores:**
  - ✓ Diluição de custos reduziu o *Lifting Cost* para US$ 15/boe (US$ 10,8/boe excl. custo de afretamento).
  - ✓ Margem EBITDA recorde de 71,5%.
- **Fase de perfuração em Papa-Terra concluída:**
  - ✓ PPT-52 em produção, enquanto o PPT-53 foi finalizado e aguarda aprovação regulatória para início de produção.
  - ✓ **Outubro registrou a maior produção mensal de Papa-Terra desde setembro de 2020**, indicando o potencial dos novos poços após a estabilização completa.

Evolução da produção de Papa-Terra (Brava WI | kboe/d)





Campanha Integrada de Perfuração | Papa-Terra concluído, Atlanta em andamento

Execução do projeto até o momento ☑

- Manutenção em Papa-Terra e preparação para receber os novos poços.
- PPT-52 e PPT-53 perfurados e conectados.
- PPT-52 em produção. PPT-53 pronto para produzir, sujeito à aprovação regulatória.
- Sonda mobilizada para Atlanta e início da perfuração.

Marcos da Campanha

NOV/26



Nov/26: sonda mobilizada para Atlanta ☑

NOV/26



Nov/26: início da perfuração em Atlanta ☑

1T27



Início da conexão dos poços

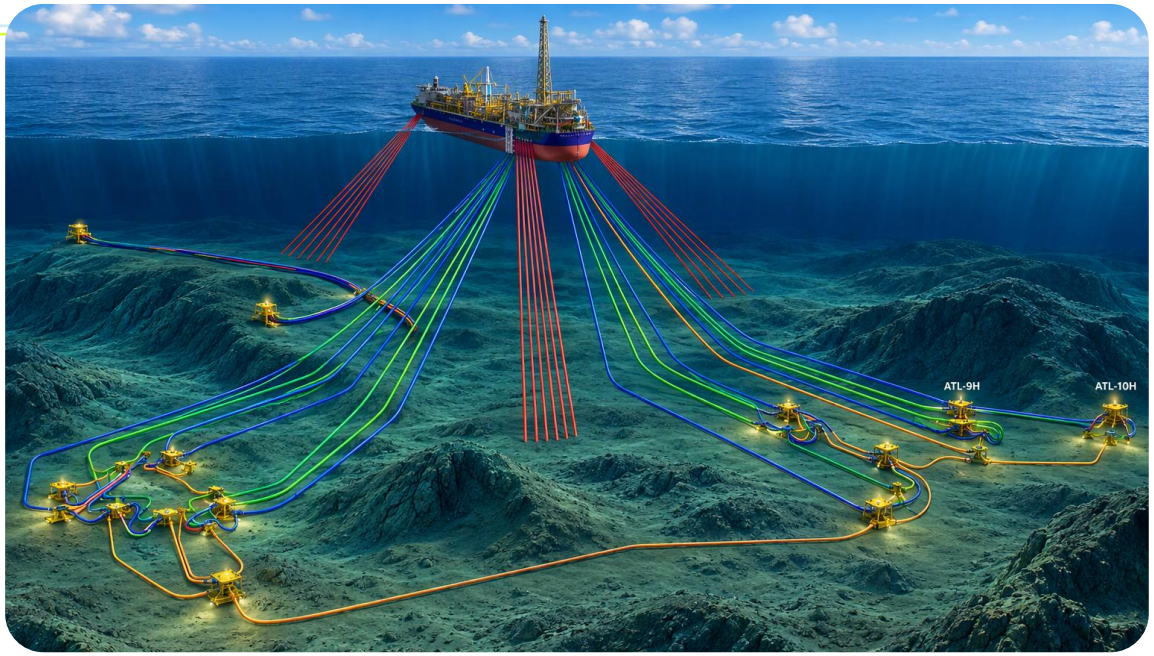
2T27



Primeiro óleo em Atlanta (ATL-9H e ATL-10H)

Criação de valor a partir da campanha de perfuração

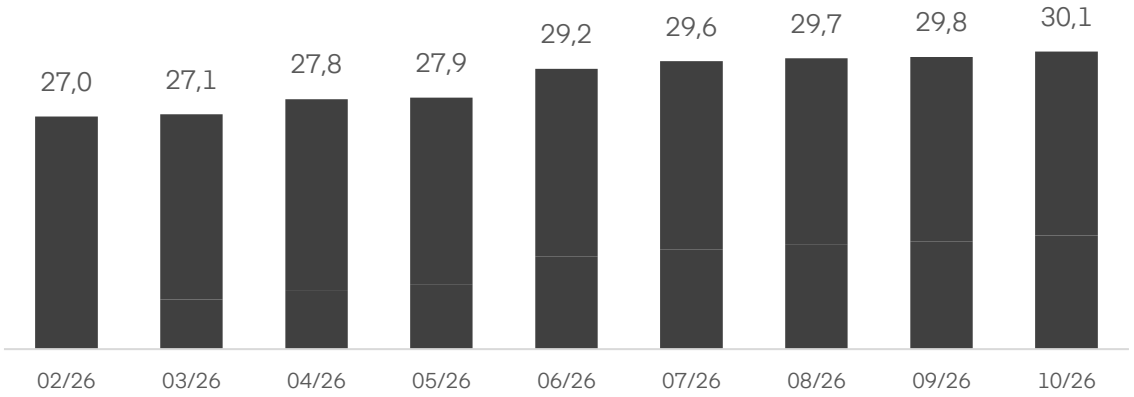
- ✓ Redução de riscos: a conclusão da etapa de Papa-Terra e o início da perfuração em Atlanta reduzem o risco de execução da campanha.
- ✓ O aumento da produção amplia a utilização dos ativos e dilui custos fixos, contribuindo para a redução do lifting cost offshore e a expansão das margens.
- ✓ O ramp-up de Papa-Terra e o primeiro óleo em Atlanta deverão sustentar a próxima fase de crescimento da produção e da geração de caixa da Brava.



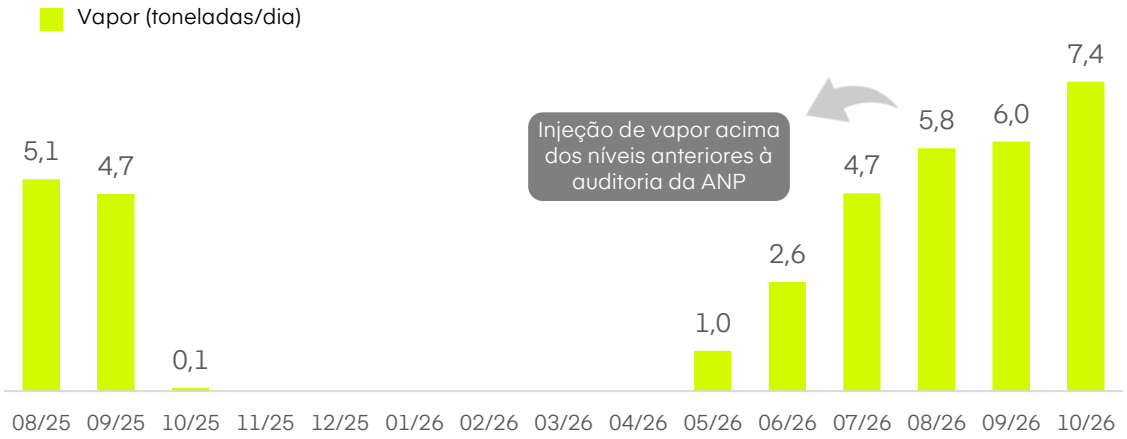
Onshore | Recuperação da produção, monetização do gás e avanço exploratório

Produção *onshore* total

(Brava wi | kboe/d)



Evolução da injeção de vapor no Complexo Potiguar

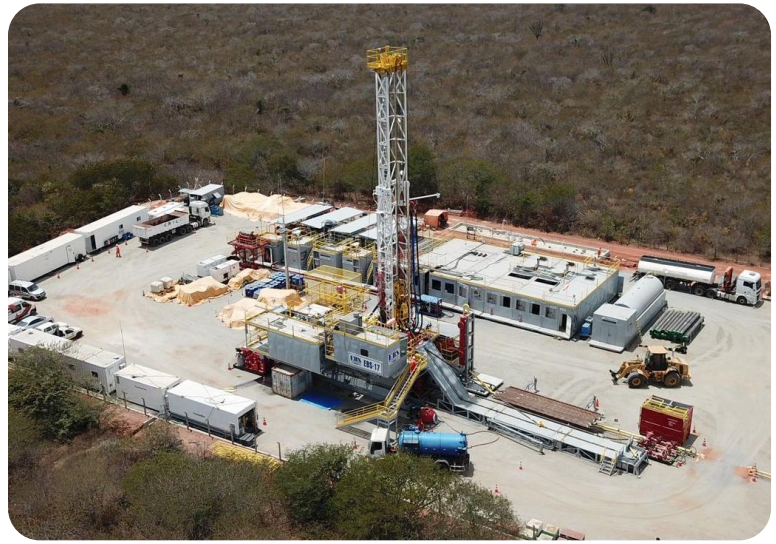


Recuperação *Onshore*: produção cresceu 5% T/T para 29,7 kboe/d.

Mercado de gás: comercialização do campo de Socorro iniciada em outubro, adicionando ~100 km^3/dia em novas vendas.

Poço exploratório Sanhaçu

- ✓ Gás confirmado no reservatório principal, à profundidade final de 2.230 metros. Estudos técnicos avaliarão a acumulação e seu potencial de produção.
- ✓ Exploração direcionada, com potencial adicional relevante, exposição limitada de capital e risco exploratório contido.



Onshore | Centros de Operações Integrados (COIs)

- ✓ **Projeto concluído:** COI da Bahia em operação, concluindo a implantação iniciada em Potiguar no início de 2026 e integrando as operações *Onshore* da Brava.
- ✓ **Monitoramento centralizado:** COI da Bahia integra mais de 12 sistemas e de 130 poços. Os dois COIs somam mais de 38 sistemas e 7.230 poços.
- ✓ **Integração:** conecta produção, manutenção, logística e SMS nos dois centros.
- ✓ **Coordenação aprimorada:** maior controle, agilidade e melhor alocação de recursos.
- ✓ **Segurança com tecnologia:** quatro drones na Bahia ampliam a frota dos COIs para 21 VANTs, reduzindo a exposição a riscos em campo e o tempo de resposta.

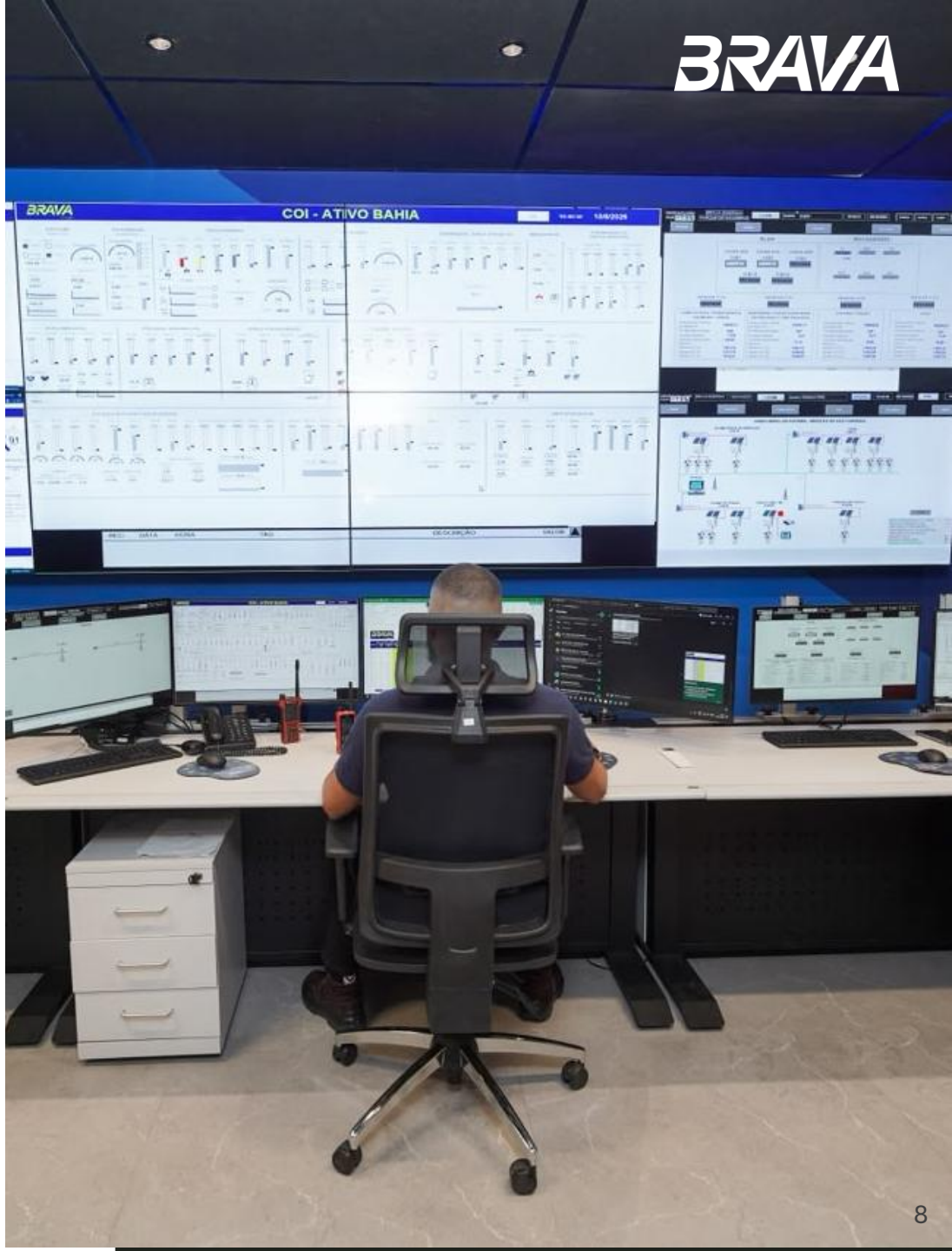
> 1.065 km²
Área monitorada

> 7.230
Poços monitorados

21 VANTs[1]

24x7 Operação contínua



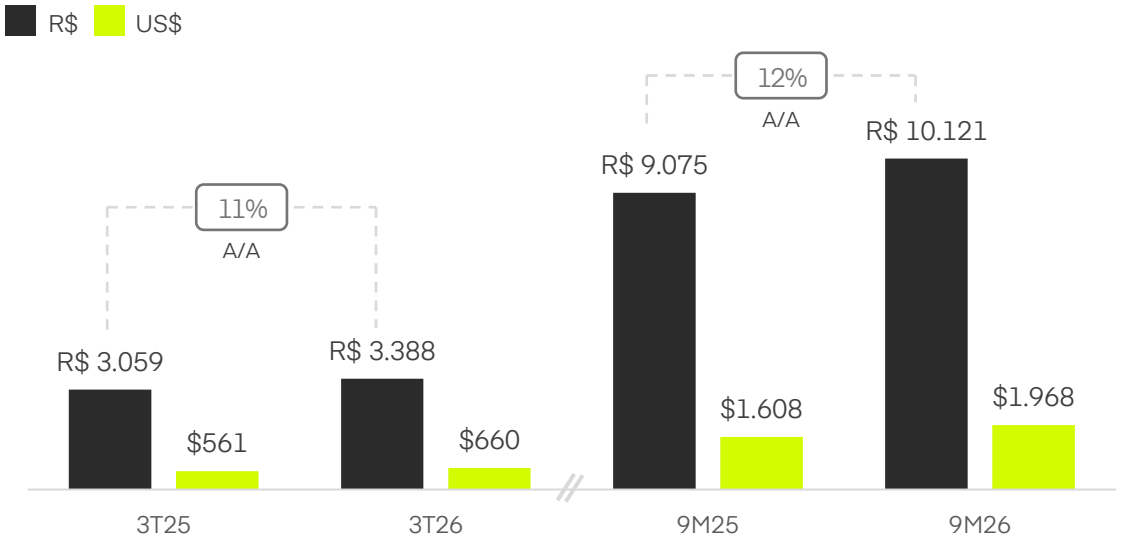




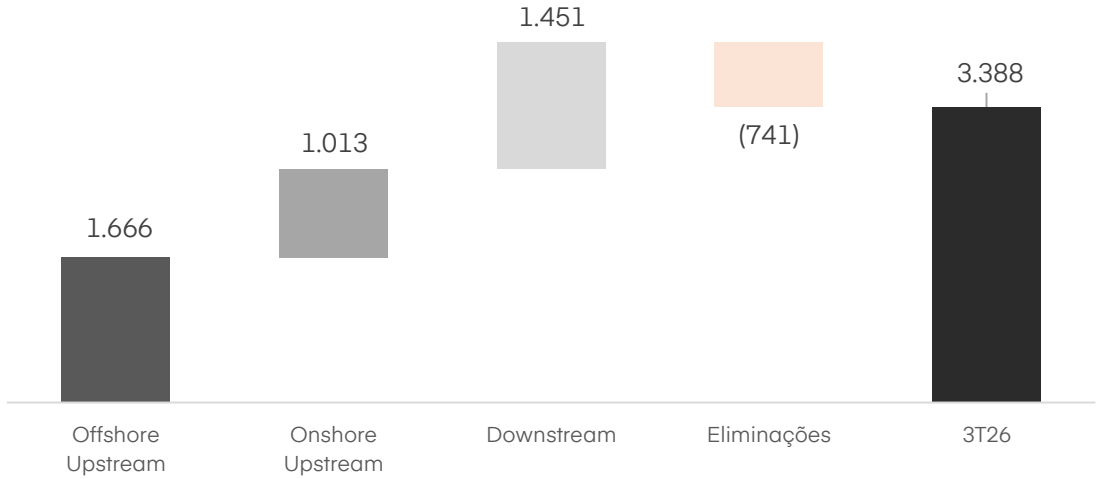
3T26 Destaques Financeiros

Receita Líquida 3T26 | Forte monetização em todos os segmentos

Resultados históricos trimestrais
(R$ MM)

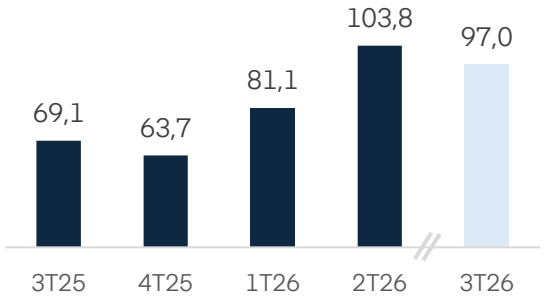


Composição da Receita Líquida 3T26
(R$ MM)

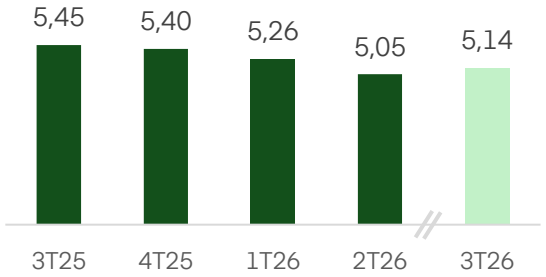


Aspectos Macro

Preço Médio do *Dated Brent*
US$/bbl



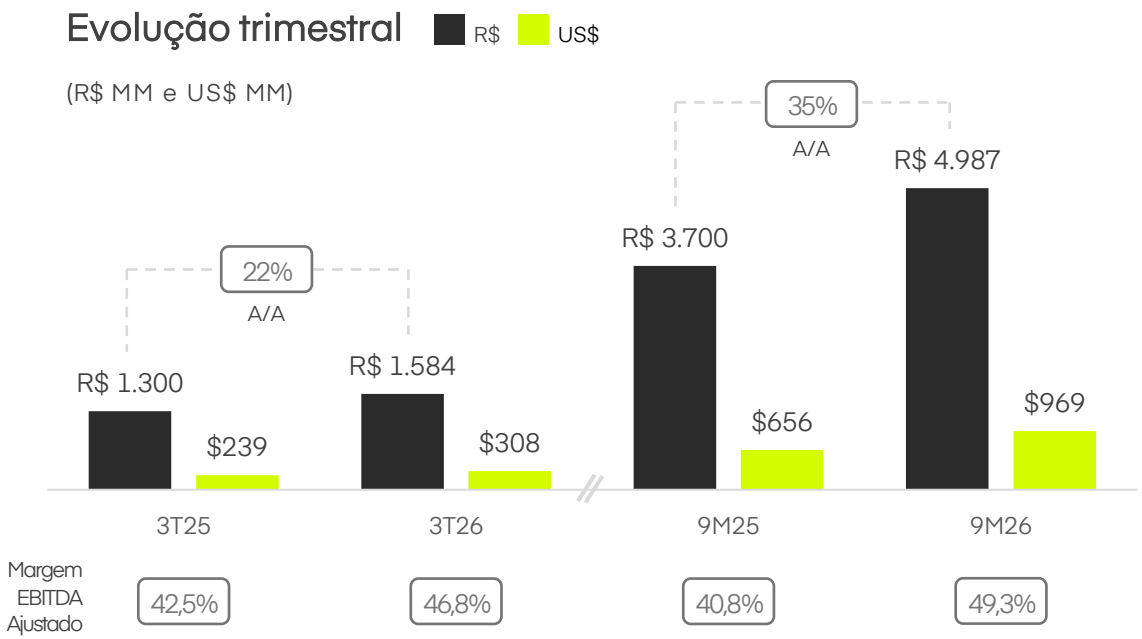
Câmbio Médio
BRL/US$



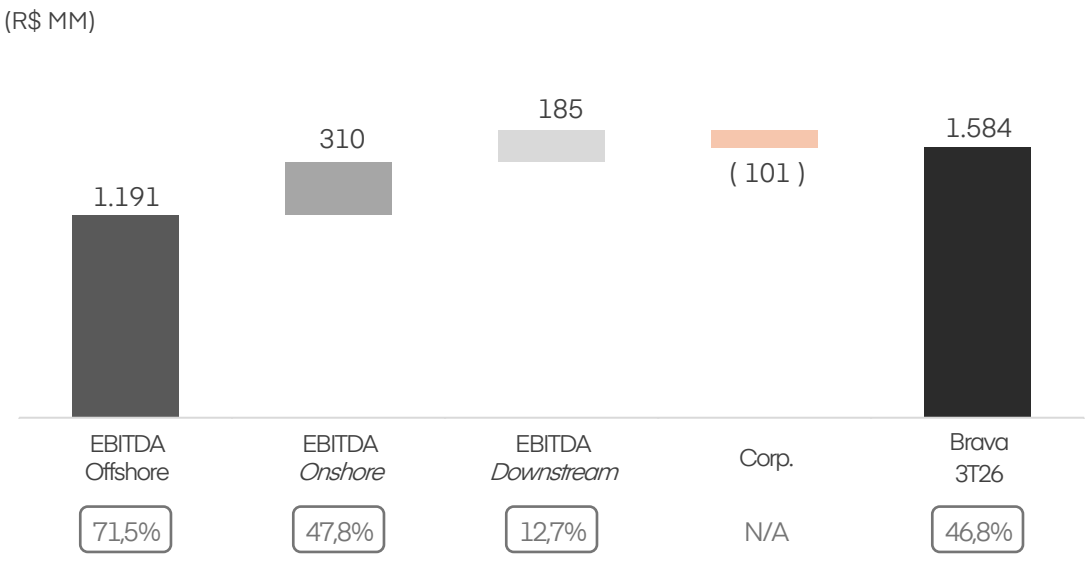
- ✓ Receita líquida de US$ 660 milhões (R$ 3,4 bilhões), alta de 17% A/A.
- ✓ Preços de realização de óleo elevados compensaram parcialmente a queda de 6% T/T na média do Brent e o impacto de R$ 104 milhões do imposto de exportação.
- ✓ Maiores volumes vendidos no Upstream e maior utilização da refinaria apoiaram a monetização do portfólio no 3T26.

EBITDA 3T26 I Margens sólidas e FCO consistente em todos os segmentos

Evolução trimestral

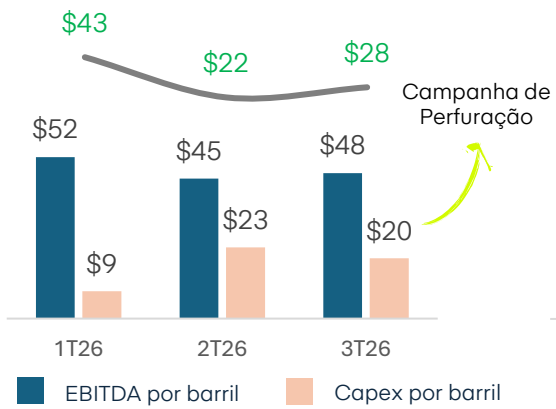


Composição do EBITDA Ajustado 3T26

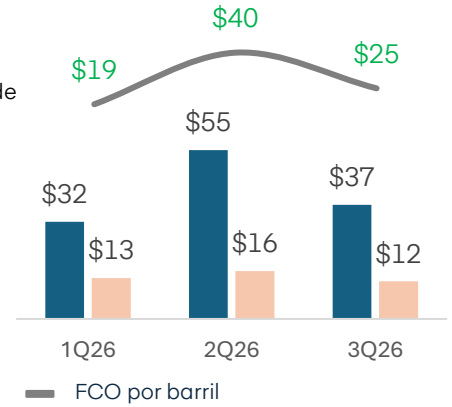


EBITDA vs. Capex I FCO por segmento (US$/boe)

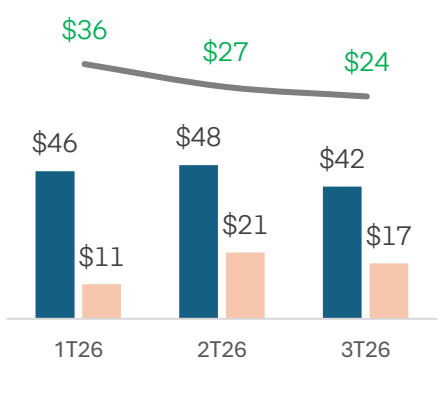
FCO Offshore



FCO Onshore[1]



FCO Brava



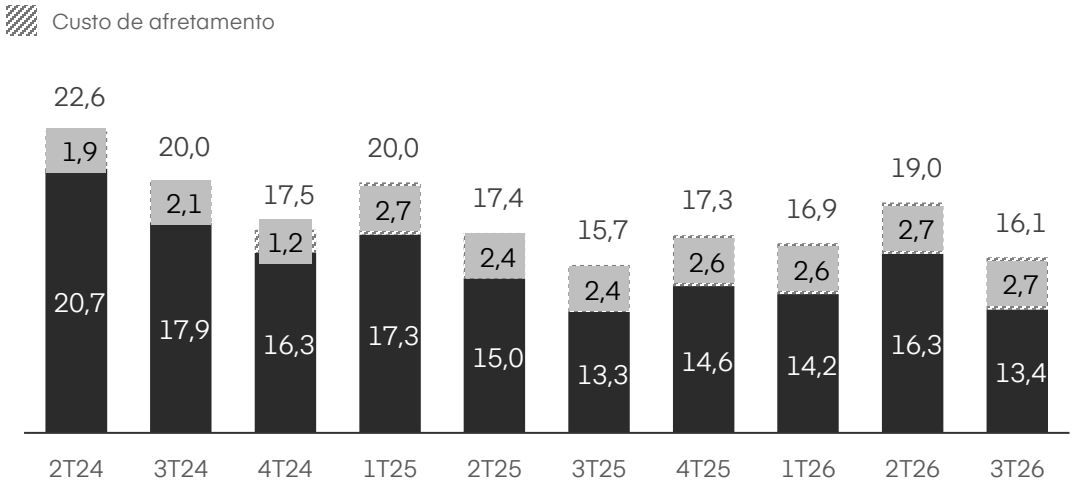
EBITDA por barril | Capex por barril | FCO por barril

- ✓ EBITDA Ajustado de R$ 1,6 bilhão (US$ 308 milhões), alta de 22% A/A, com margem de 46,8% (+4 p.p. A/A).
- ✓ Margem EBITDA Offshore atingiu recorde histórico de 71,5%, enquanto o *Onshore* registrou 47,8%, sustentando margem consolidada de 46,8%.
- ✓ FCO positivo em todos os segmentos, apesar dos investimentos na campanha de perfuração.

Nota: (1) Onshore & Midstream

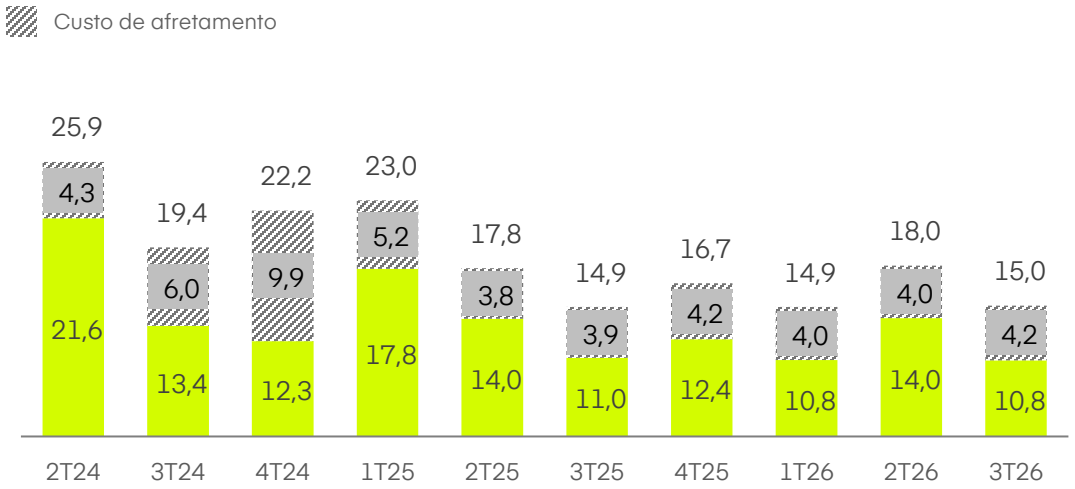
Lifting Cost | Maior produção e eficiência sustentam margens e geração de caixa

Lifting Cost Brava (US$/boe)

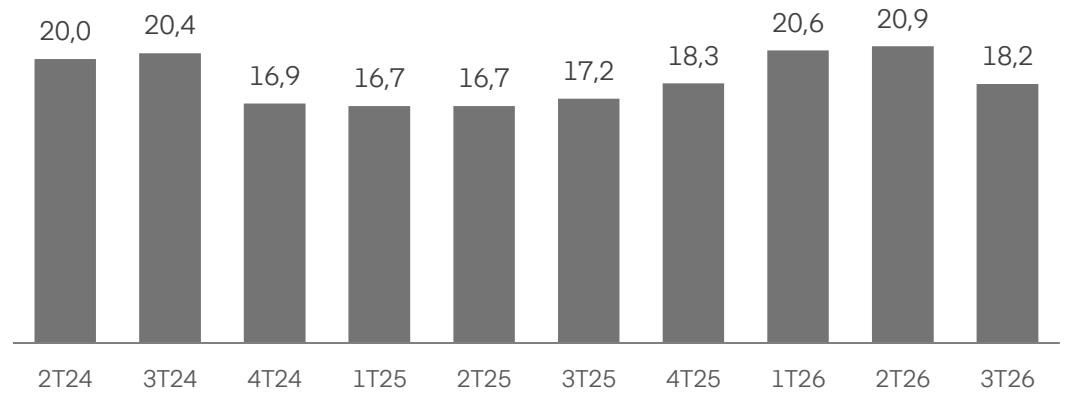


- ✓ Menor *Lifting Cost* contribui diretamente para a expansão das margens e a geração de caixa em todo o portfólio.
  - *Lifting Cost Offshore* recuou para US$ 10,8/boe: maior produção dilui os custos fixos e sustenta a margem EBITDA recorde de 71,5%.
  - *Lifting Cost Onshore* beneficiado pela maior produção em Potiguar, ampliando a diluição de custos com a recuperação dos volumes.

Lifting Cost Offshore (US$/boe)

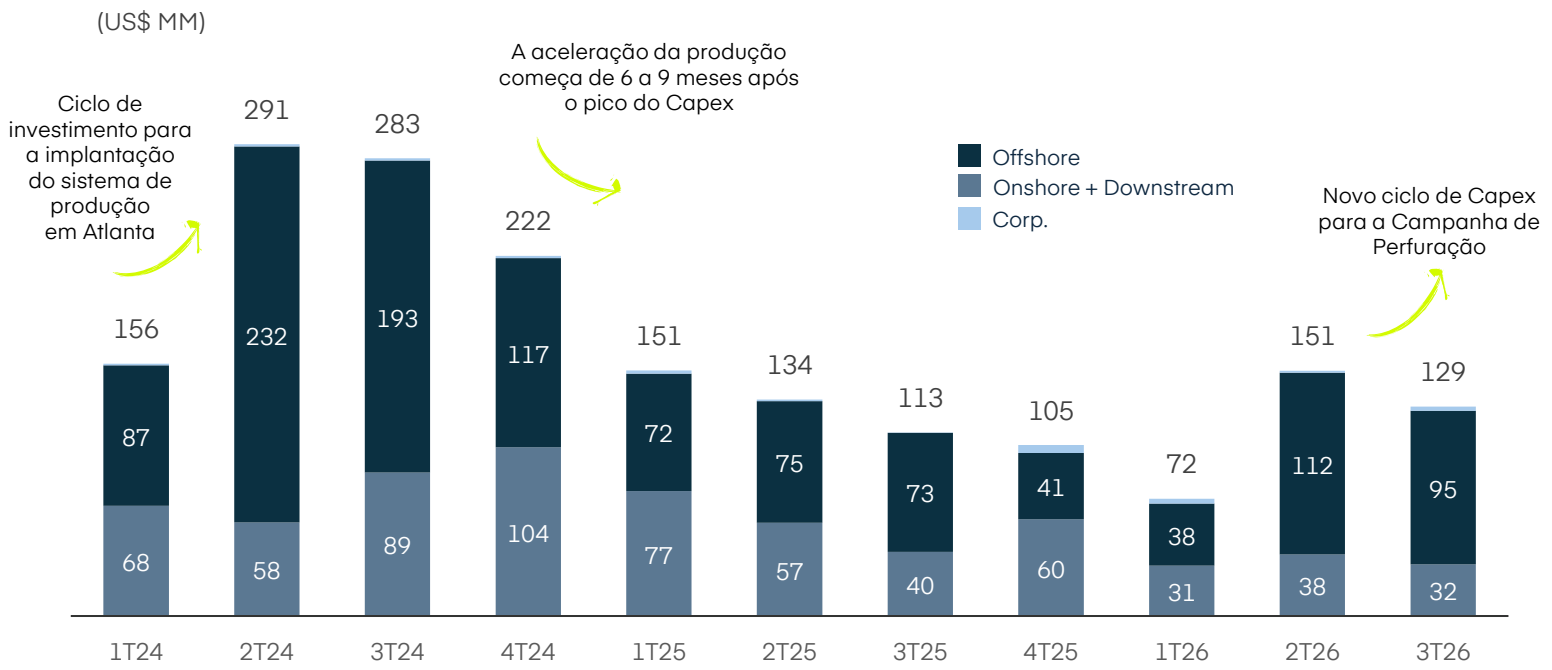


Lifting Cost Onshore (US$/boe)

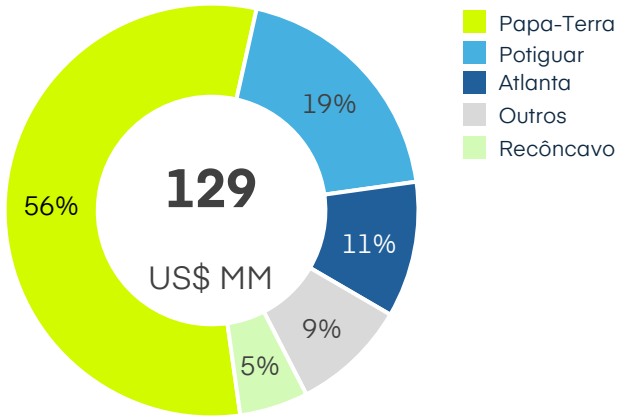


Capex 3T26 | Ciclo de investimentos focado no crescimento orgânico da produção

Detalhamento do Trimestre



Detalhamento do Capex por ativo | 3T26 (%)



- ✓ Capex no 3T26 reflete a execução da campanha de perfuração, com investimentos concentrados em Papa-Terra na fase inicial.
- ✓ Offshore respondeu pela maior parte do Capex no 3T26, com a conclusão e conexão dos poços de Papa-Terra e o avanço da perfuração para Atlanta.
- ✓ Capex Onshore manteve o foco na integridade dos ativos, enquanto a produção se recupera em Potiguar.

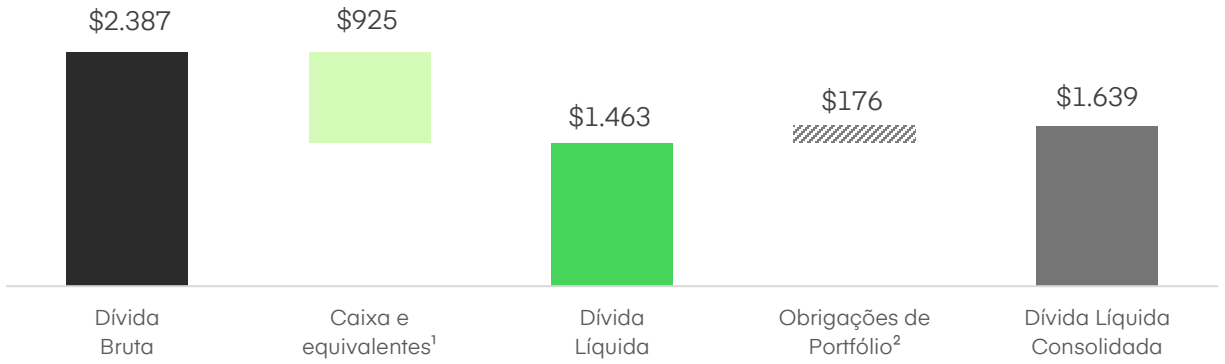


Estrutura de Capital | Liquidez sólida e alavancagem estável no ciclo de investimentos

✓ Sólida posição de liquidez, com US$ 925 milhões em caixa e equivalentes e alavancagem estável em 2,0x.

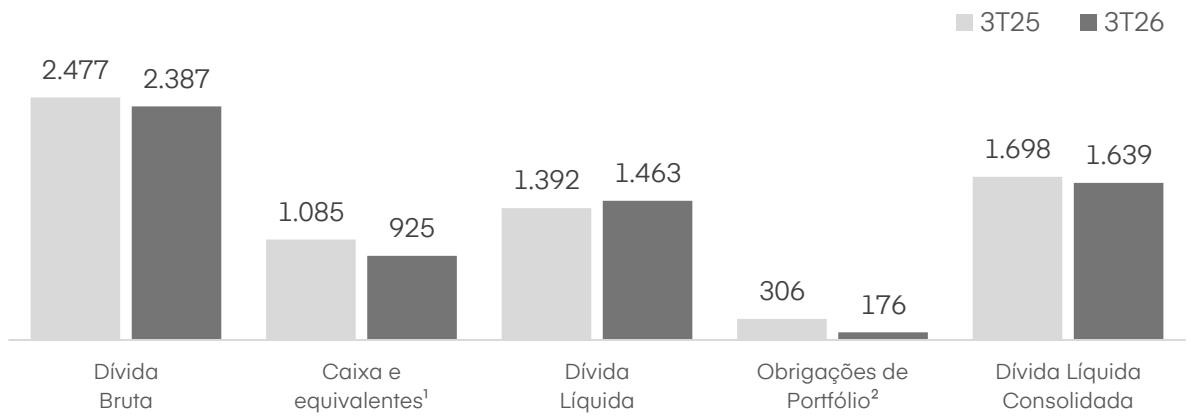
Posição de Caixa e Endividamento | Fim do 3T26

(US$ MM)



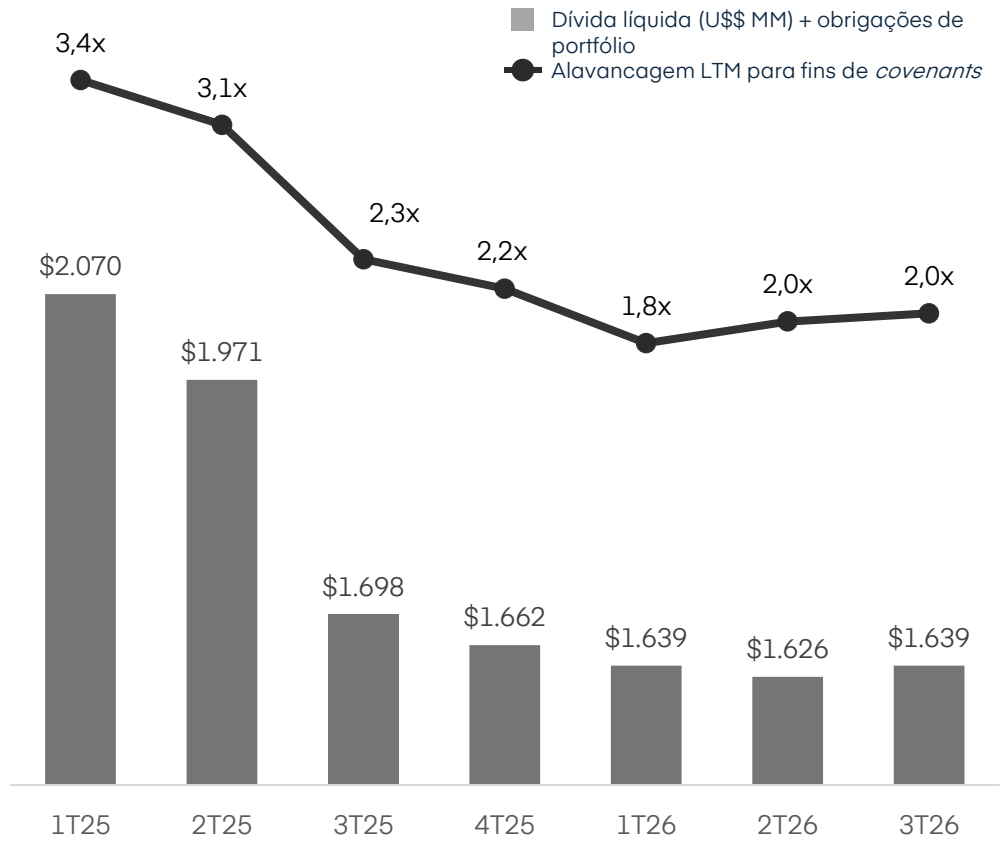
Evolução do endividamento e caixa A/A

(US$ MM)



Evolução da dívida líquida e alavancagem

Dívida líquida vs. alavancagem LTM

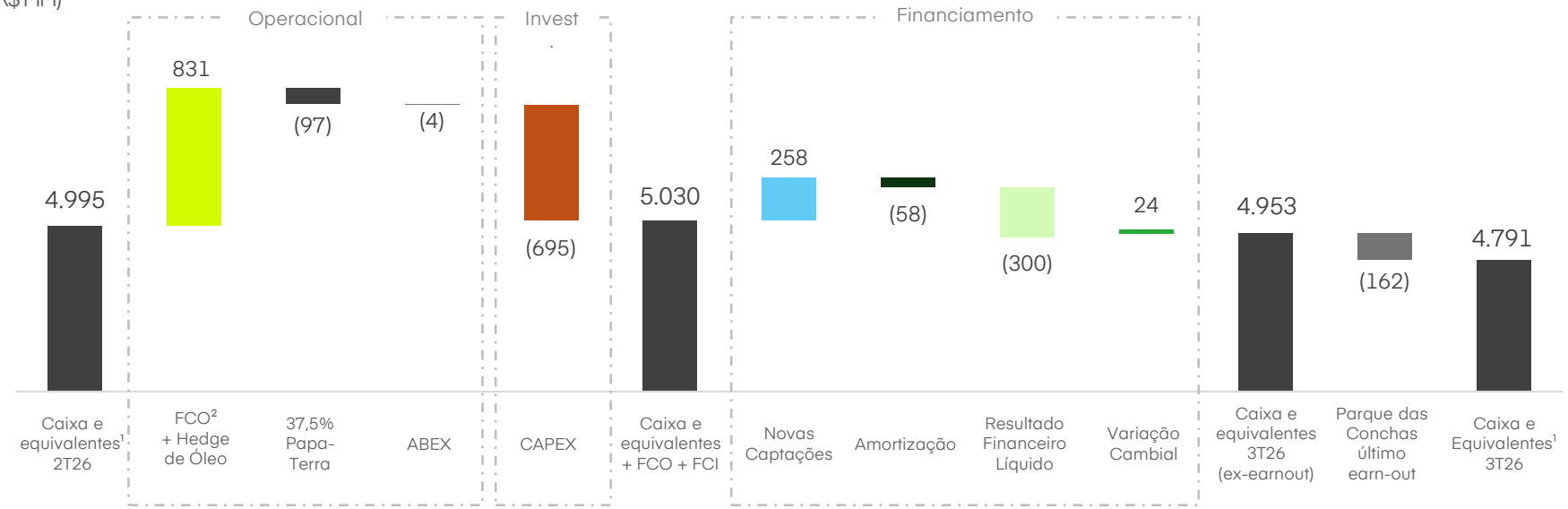


Nota: (1) O montante de caixa e equivalentes de caixa considera os saldos de aplicações financeiras, caixa restrito e desconsidera a aplicação financeira do TRS da 3R Lux de US$ 514 milhões. (2) Valor dos compromissos referentes à aquisição de ativos atualizado em 30 de setembro de 2026.

Liquidez sólida, vencimentos equilibrados e pagamento das obrigações de portfólio

Fluxo de Caixa 3T26

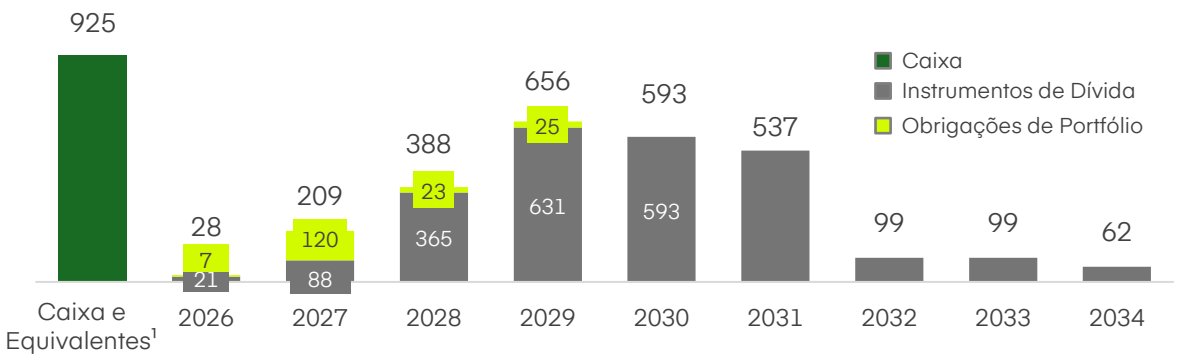
(R$ MM)



- ✓ Fluxo de caixa operacional de R$ 1,1 bilhão antes das liquidações de hedge de óleo.
- ✓ Papa-Terra apresentou fluxo de caixa temporariamente negativo durante a campanha de perfuração, após vários trimestres de geração positiva.
- ✓ Pagamento final do earn-out de Parque das Conchas, concluído no 3T26.

Caixa vs. Perfil de Amortização da Dívida | Fim do 3T26

(US$ MM)



Obrigações de Portfólio | Cronograma de Pagamentos

(US$ MM)

Ativos	1T26	2T26	3T26	4T26	2026	2027	2028	2029	Total
Em milhões de US$									
Peroá	-	-	-	-	-	28	-	-	28
Papa-Terra	19	-	-	7	7	9	23	25	65
Potiguar	81	-	-	-	-	83	-	-	83
Parque das Conchas	-	-	31	-	-	-	-	-	-
Total de Pagamentos	**99**	**-**	**31**	**7**	**7**	**120**	**23**	**25**	**176**

Total de obrigações de portfólio a pagar no final do 3T26

(1) O montante de caixa e equivalentes de caixa considera os saldos de aplicações financeiras e caixa restrito e desconsidera a aplicação financeira do TRS atrelado à dívida de R$ 2.661 (US$ 514) milhões. (2) Geração de Caixa Operacional considera o hedge de commodity (-R$ 403 milhões).

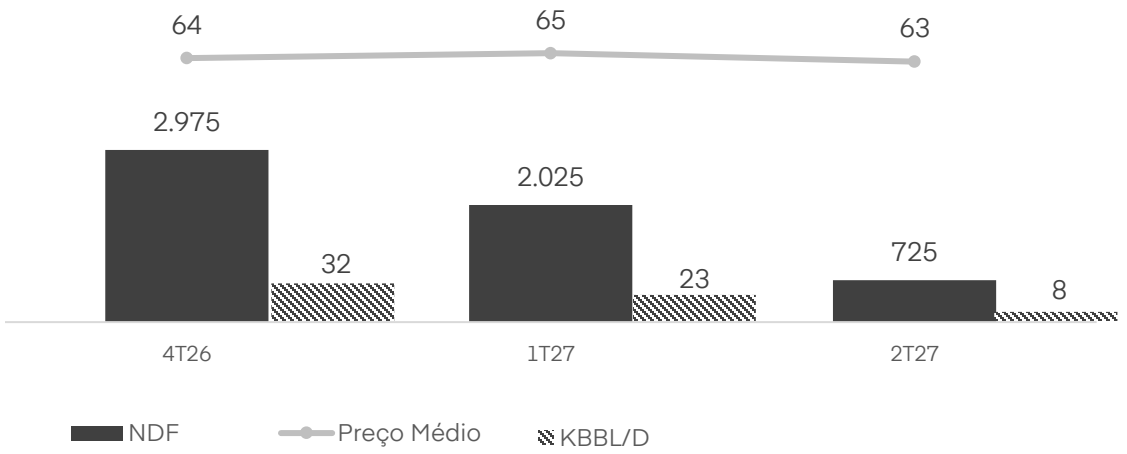
Posição de Hedge I Exposição significativamente menor nos próximos trimestres

- ✓ **O maior impacto caixa dos hedges concentrou-se no 1S26, com exposição remanescente substancialmente menor nos próximos trimestres.**
- ✓ As posições remanescentes não exigem chamadas de margem e diminuem progressivamente até o 2T27.
- ✓ O efeito combinado dos hedges de óleo e frete, crack spreads e preços de realização permanece positivo em 2026.

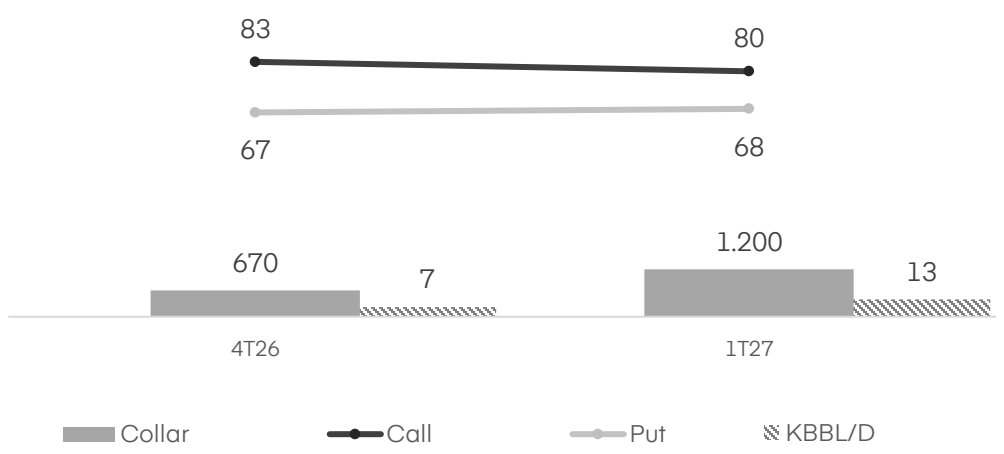
	NDF			Opções (Collar)				NDF + Collar		Opção (Put)		
Fixing	Quantidade		Preço médio	Quantidade		Put	Call	Quantidade		Quantidade		Preço médio
	kbbl	kbbl/d	US$	Kbbl	kbbl/d	US$	US$	kbbl	kbbl/d	kbbl	kbbl/d	US$
4T26	2.975	32	63,9	670	7	66,6	83,1	**3.645**	**40**	300	3	80,0
1T27	2.025	23	65,1	1.200	13	67,8	80,0	**3.225**	**36**	300	3	70,0
2T27	725	8	63,0	-	-	-	-	**725**	**8**	600	7	80,0
Total	**5.725**	**21**	**64,2**	**1.870**	**7**	**67,3**	**81,1**	**7.595**	**28**	**1.200**	**4**	**77,5**

Estrutura atual de proteção

NDFs



Collars



Geração de Valor em 2027 | Produção, expansão do caixa e disciplina financeira

BRAVA

1 Integração Ecopetrol	2 Perfuração em Atlanta	3 *Ramp-up* Papa-Terra	4 Recuperação de Potiguar	5 Eficiência Operacional	6 Disciplina Financeira
Capturar sinergias e conhecimento técnico, fortalecendo o perfil de crédito e a alocação disciplinada de capital.	Executar ATL-9H e ATL-10H, com primeiro óleo previsto para o 1S27.	Estabilizar os novos poços e capturar o potencial de produção dos oito poços conectados.	Dar continuidade à recuperação da produção, apoiada por maior injeção de vapor e consistência operacional.	Capturar ganhos adicionais de diluição de custos e eficiência em todo o portfólio.	Preservar liquidez e alavancagem estável ao longo do ciclo de investimentos.

Criação de valor no longo prazo com crescimento de produção e expansão do fluxo de caixa, preservando a disciplina financeira.



BRAVA

Q&A