

BRAVA

BRAV3 | Apresentação Institucional | OUTUBRO 2025



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.

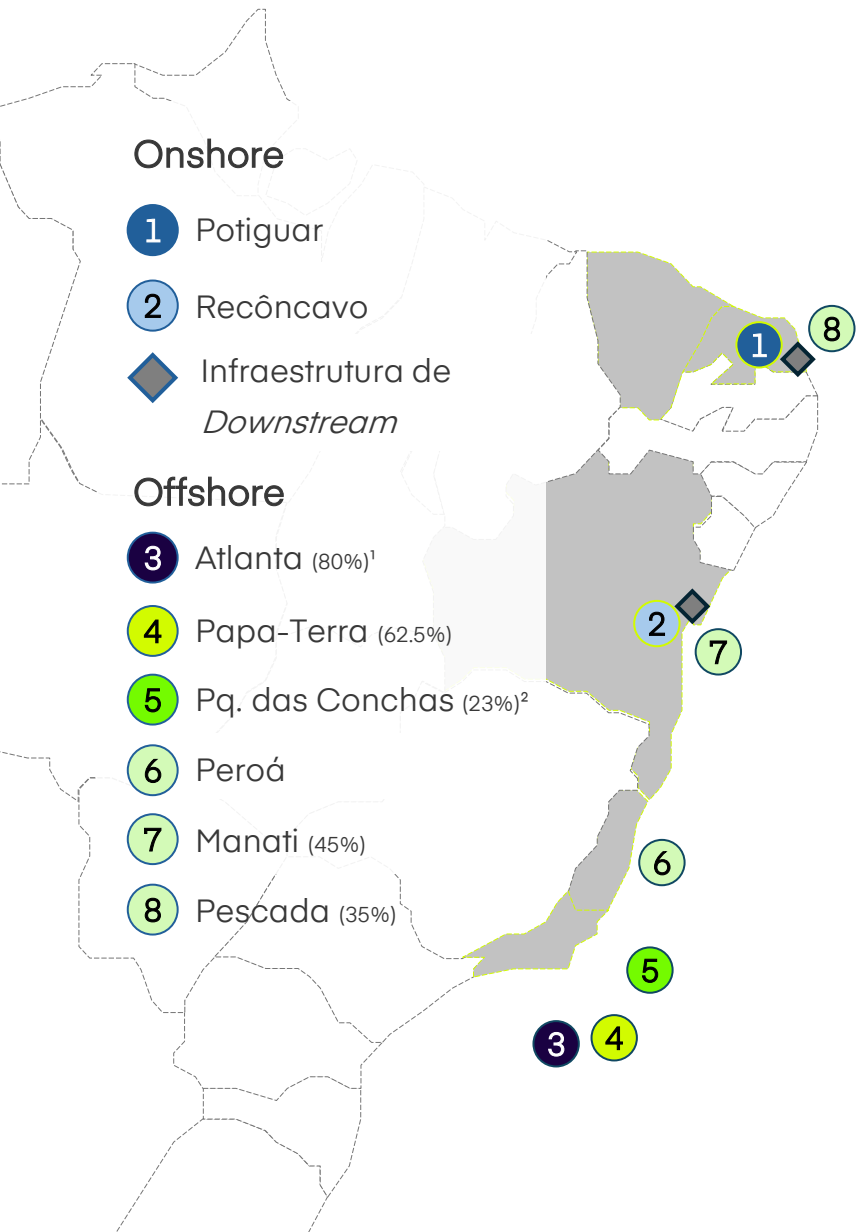
Após o exercício do forfeiture, a NTE instaurou procedimento de arbitragem para questionar a aplicação da cláusula do JOA que prevê a cessão compulsória e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, tendo sido foi proferida decisão liminar em 1ª instância, 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 2T25, a Companhia continuou a mensurar apenas os saldos correspondentes à sua participação de 62,5% no Campo de Papa-Terra nas linhas de resultado, sendo as receitas e despesas relativas à participação de 37,5% detida pela NTE registradas na conta de créditos de parceiros. Conforme nota explicativa 5, em 30 de junho de 2025, o saldo devedor da NTE em favor da Companhia é de R\$ 458,7 milhões. A Companhia informa que, neste momento, a arbitragem e a decisão provisória não afetam as atividades operacionais em curso e não impedem a implementação do plano de desenvolvimento de ativos. A Companhia aguarda as decisões decorrentes da arbitragem e informa que o Tribunal Arbitral foi constituído em março de 2025. Adicionalmente, em 18 de julho de 2025, foi proferida decisão pelo Tribunal Arbitral que determinou, em caráter provisório, que a NTE pague as despesas do consórcio, na proporção correspondente à participação por ela originalmente detida, até que seja proferida decisão final na Arbitragem. Conforme determinado pelo Tribunal Arbitral, caso essas despesas não sejam pagas pela NTE, incidirão as penalidades contratualmente previstas. Caso sejam quitados integralmente os valores em aberto, os direitos da NTE no consórcio serão restabelecidos, até que seja proferida decisão final do tribunal arbitral sobre os temas em disputa, incluindo a validade do forfeiture exercido pela 3R Offshore.

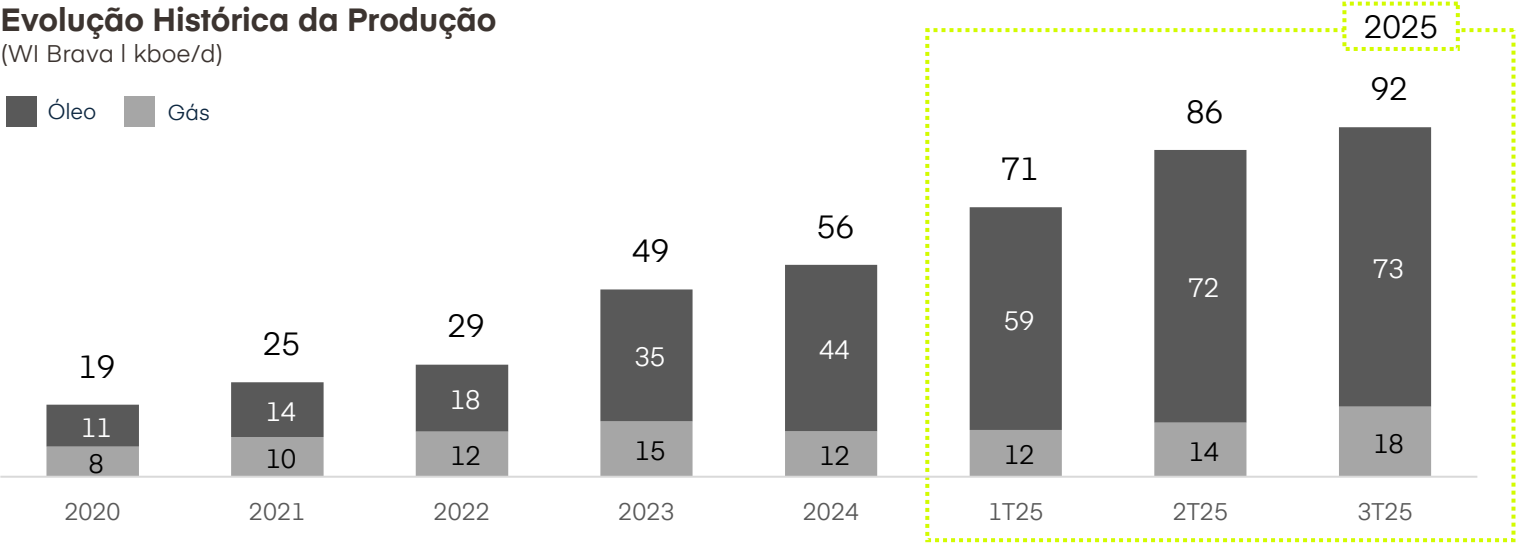
Todas as declarações prospectivas são expressamente qualificadas em sua totalidade por este aviso legal e foram realizadas na data desta apresentação.



Evolução Histórica da Produção

(WI Brava | kboe/d)

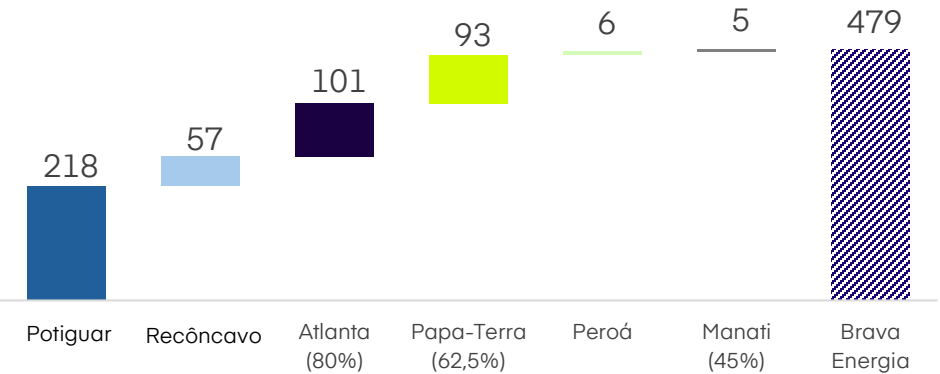
Óleo Gás



Sumário das Reservas Brava

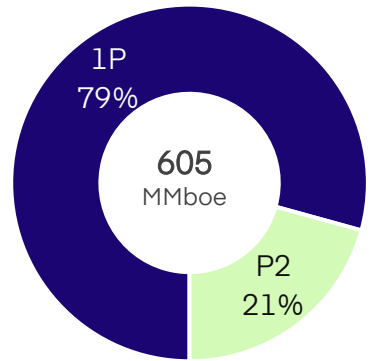
Reservas 1P

(WI Brava (ex BC10) | Milhões de boe)



Reservas

(% | milhões de boe)



Fonte: ANP e Companhia | (1) 80% WI em Atlanta, após venda de 20% de participação para a Westlawn em 26 de setembro de 2024; (2) A aquisição do Parque das Conchas foi concluída em dezembro de 2024.

- ✓ Fase 1 de Atlanta concluída no prazo e dentro do orçamento aprovado;
- ✓ Revitalização em Papa-Terra: > 85% de *uptime* no 9M25;
- ✓ Produção recorde no 3T25, + 7% T/T;
- ✓ Disciplina de custos: redução do *lifting cost* + otimização de capex;
- ✓ *Liability management*: redução de 500bps no custo da dívida.
- ✓ Monetização do crédito do FPSO Atlanta;
- ✓ Entrega de sinergias da fusão;
- ✓ Novos acordos comerciais de óleo, gás e bunker;
- ✓ Fortalecimento da cultura Brava;
- ✓ Simplificação da estrutura organizacional.

92 kboe/d

produção média
diária recorde no 3T25

US\$ 554 MM

2T25 Receitas Líquidas
+9% T/T

US\$ 231 MM

2T25 EBITDA Ajustado
+24% T/T

US\$ 15,0

2T25 *Lifting cost* -13% T/T
(excl. custo de afretamento)

86 kboe/d

produção média 2T25

R\$ 3,1 bi

Receita Líquidas 2T25
+9,3% T/T

US\$ 15,0

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

92 kboe/d

produção recorde
no 3T25+7% T/T

R\$ 1,3 bi

(US\$ 235 MM)

Ebitda Ajustado
2T25 +24% T/T

US\$ 933 MM

Posição de Caixa no 2T25
FCF¹ de US\$ 146 MM

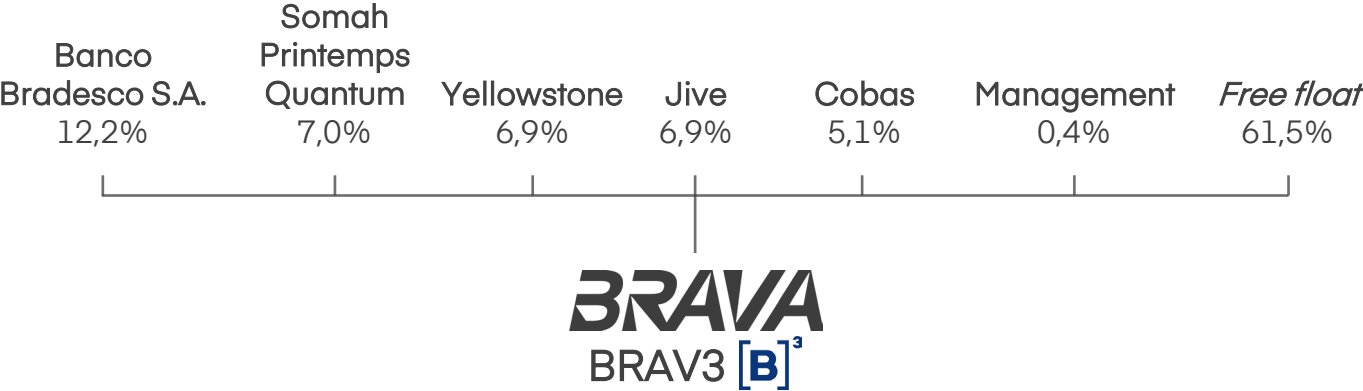
Destaques

- ✓ Produção recorde no 3T25, após recorde no 2T25;
- ✓ 2 poços conectados em Atlanta em julho e melhor eficiência operacional histórica de Papa-Terra registrada no 1S25;
- ✓ *Lifting cost. offshore* em US\$ 14,0 (excl. custo de afretamento), com espaço para melhoria, combinado com estabilidade no *onshore*;
- ✓ Redução de Capex: *onshore* -28% T/T e fase final da implementação do projeto Atlanta;

- ✓ *Liability Mgmt.* Custo da dívida reduzido de ~8.7% para ~8.2%;
- ✓ Refinanciamento de US\$ 500 MM: melhorando custo, *duration* e pacote de garantias;
- ✓ Pré-pagamento da debênture mais cara (~US\$ 125 MM);
- ✓ Monetização do crédito do FPSO Atlanta: US\$ 260 MM + efeito positivo no fluxo de caixa de mais de US\$ 40 MM;
- ✓ Assinatura de parceria no *Downstream* de gás de Potiguar.

¹ Não considera contas a receber do parceiro em Papa-Terra (Nova Técnica Energy) e ABEX realizadas no período, impactadas pelo FPSO Petrojarl.

Estrutura Societária



Conselho de Administração



6 membros
Todos independentes

4 comitês de assessoramento:

- ✓ Comitê de Auditoria Estatutário
- ✓ Comitê de Finanças
- ✓ Comitê de Pessoas
- ✓ Comitê de Exploração e Produção

Liderança executiva experiente



Décio Oddone
CEO



Luiz Carvalho
CFO & DRI



Jorge Boeri
COO *Onshore*



Carlos Travassos
COO *Offshore*

Destques Operacionais

BRAVA



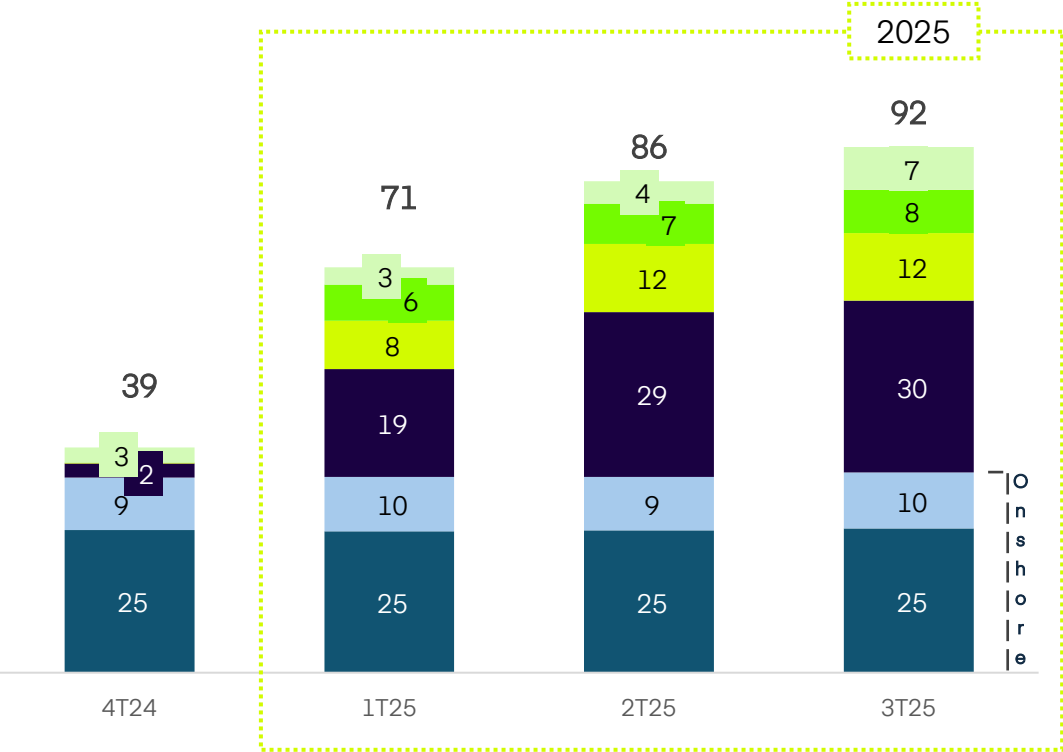
Dados de produção recorde no 3Q25



- ✓ Produção recorde no 3T25, +7% T/T: resiliência *onshore* + aceleração Offshore;
- ✓ *Milestones* operacionais 3T25:
 - 2 poços (2H & 3H) conectados ao FPSO Atlanta em julho;
 - seguir melhorando a eficiência operacional de Atlanta, Papa-Terra e do *onshore*.
- ✓ Perfil de produção concentrado em óleo = melhor EBITDA e fluxo de caixa livre por barril

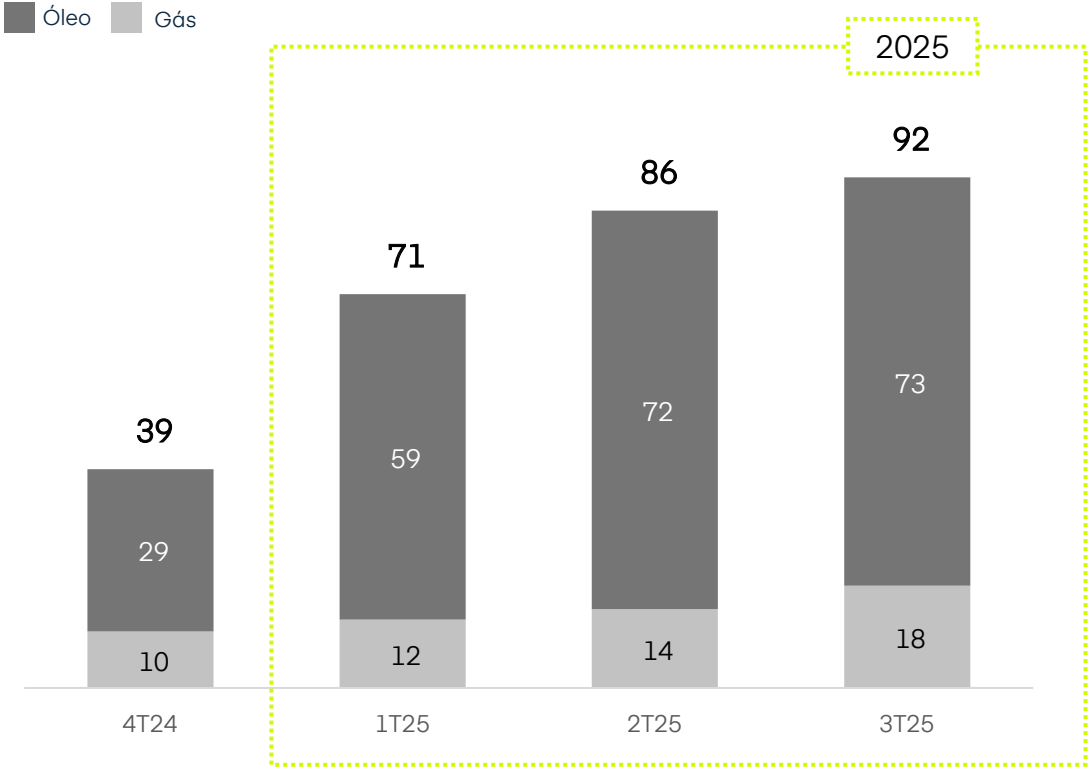
Produção Total – Onshore & Offshore

(WI Brava I kboe/d)



Produção de Óleo & Gás

(WI Brava I kboe/d)



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

Offshore

Atlanta

Papa-Terra

Peroá

Parque das Conchas

Manati

Pescada & Ubarana



BRAVA

Offshore | Aceleração da produção em 2025

Atlanta: 36kboe/d (100% de participação) no 3T25 com 5 poços;

- ✓ mais 2 poços conectados em julho/25;
- ✓ Produção recorde em agosto: 39,4 kboe/d (100% de participação).

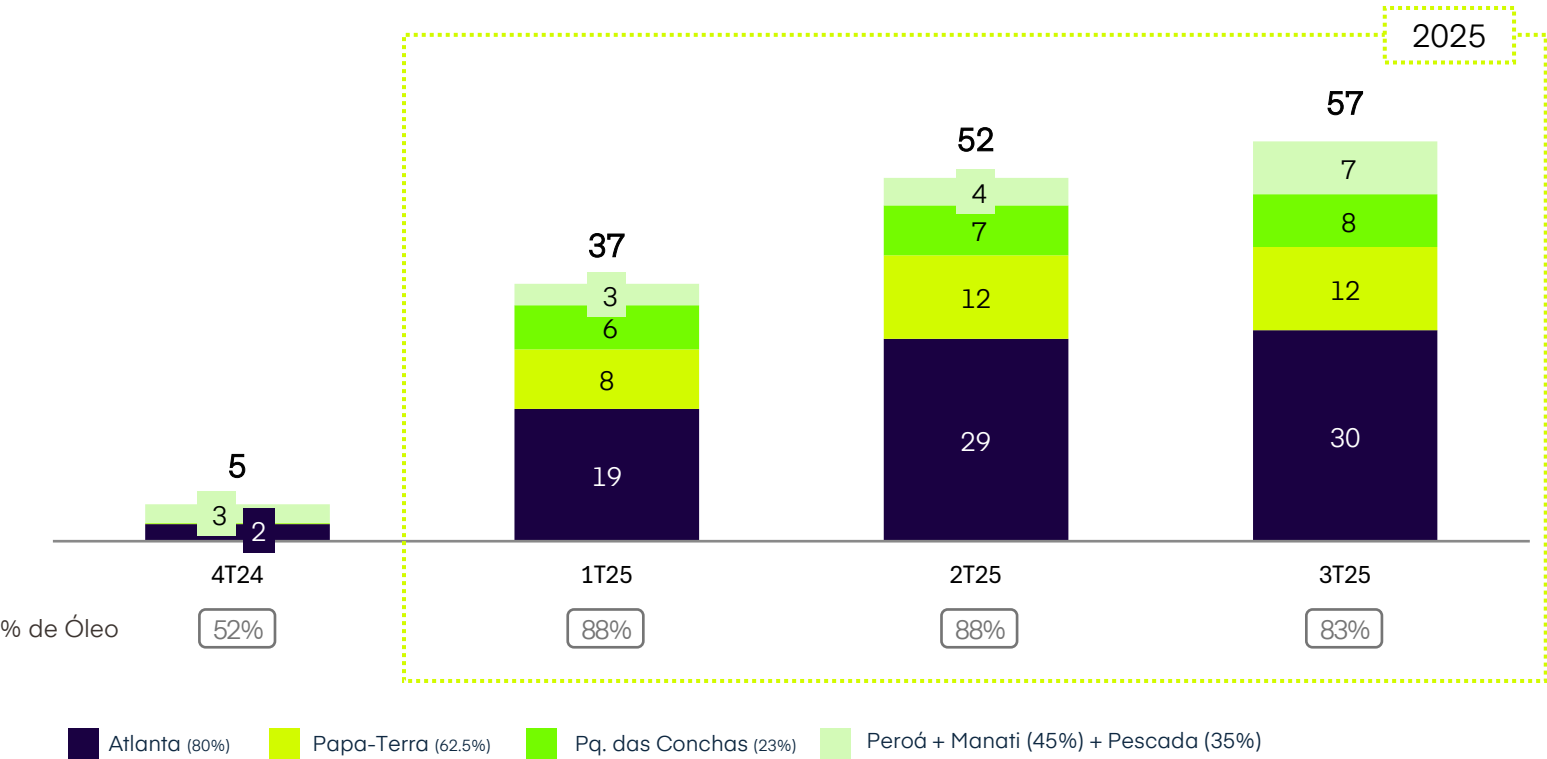
Papa-Terra: 19kboe/d (100% de participação) no 3T25;

- ✓ 1S25 apresentou os melhores resultados de eficiência operacional desde a aquisição em 2022;

Manati: a produção foi retomada em maio, com maior produção esperada para o 2S25.

Produção Offshore Total

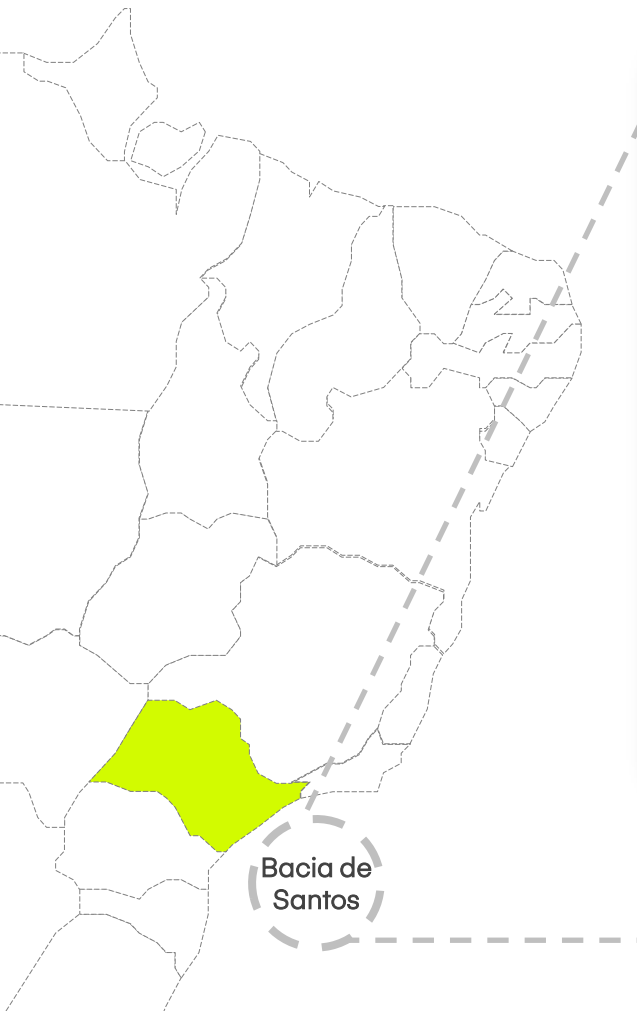
(WI Brava | kboed)



Atlanta | Nova plataforma de produção em aceleração

BRAVA

- ✓ A BRAVA se tornou a 1ª empresa independente no Brasil a desenvolver um sistema de produção em águas profundas em campo *greenfield*;
- ✓ 6 poços em operação: dois poços (6H/7H) conectados em dez/24, dois poços (4H/5H) conectados em abr/25 e dois poços (2H/3H) conectados em jul/25;
- ✓ Campanha de perfuração: dois poços a serem perfurados, com o primeiro óleo previsto para o 1T27.



Estrutura do consórcio

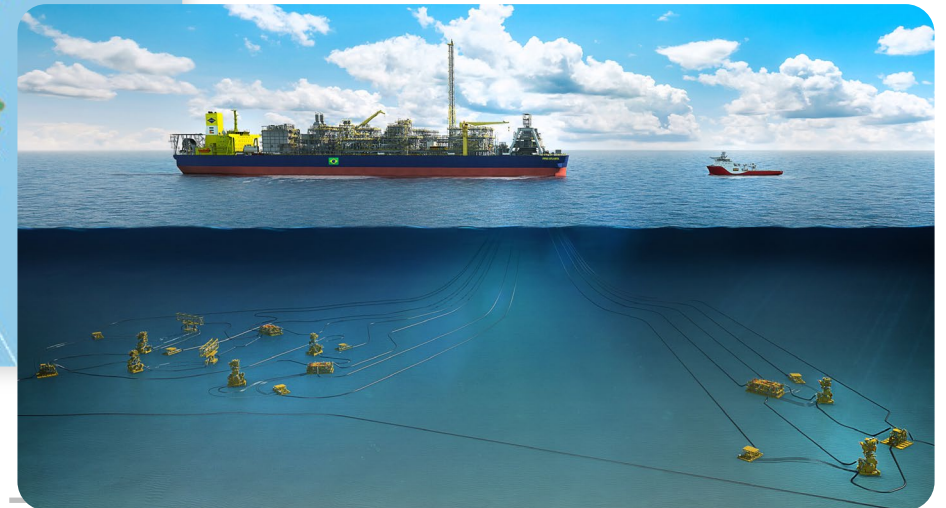
BRAVA

Westlawn

80%

20%

ATLANTA





FPSO Petrojarl I
Sistema antecipado de produção
3+2+2 anos de contrato



Sistema de Produção de Atlanta
15+5 anos de contrato

Capacidade:

Produção

20-30 kbbl/dia

50 kbbl/dia

Estocagem

0,18 Mbbl

1,3 Mbbl

Processamento de água

11.500 bpd

140.000 bpd

Número de poços

3

> 8

Sistema de bombeio

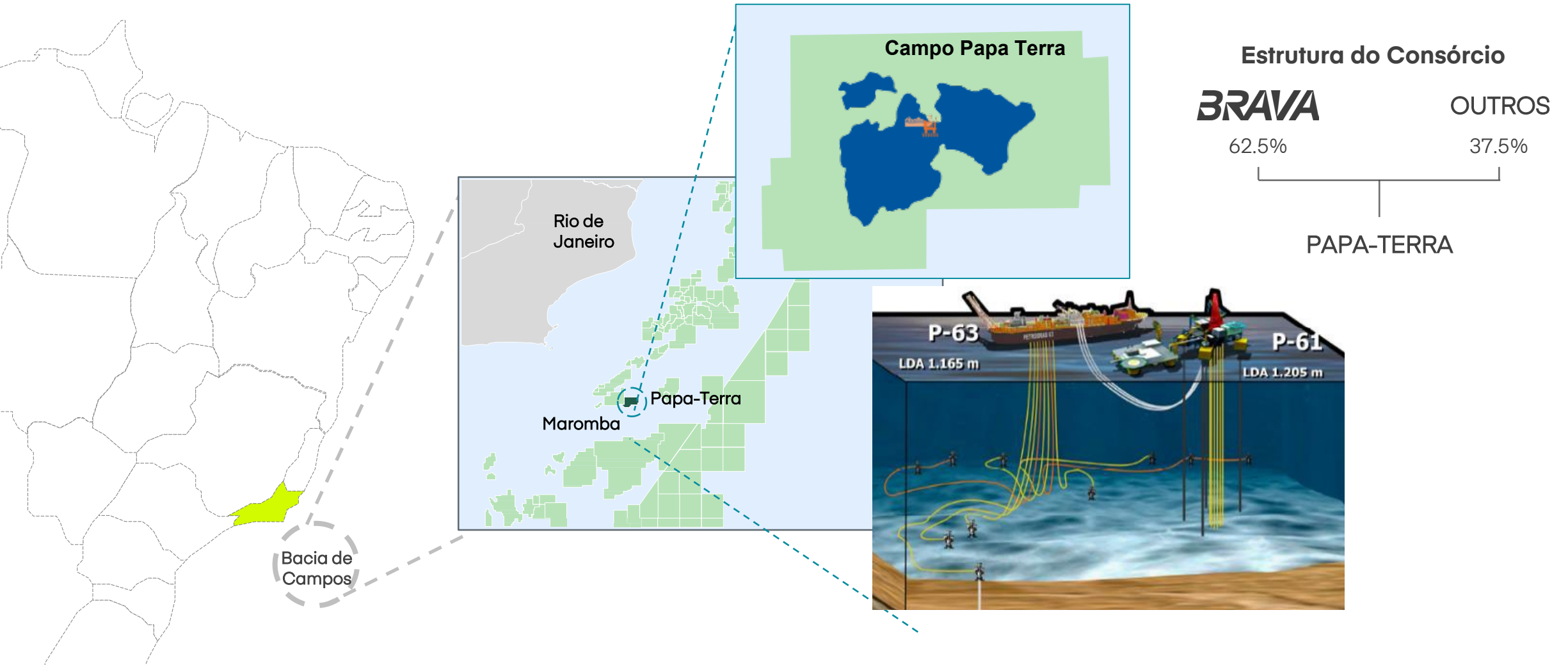
3 MOBOs

fase 1: 3 MPPs
fase 2: MOBO

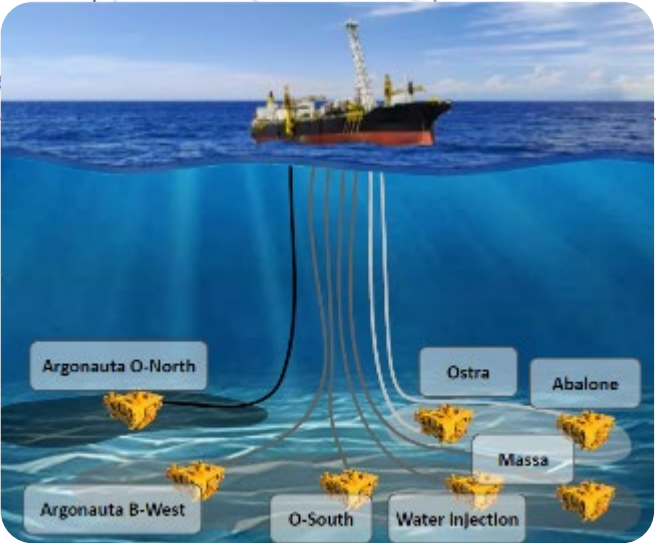
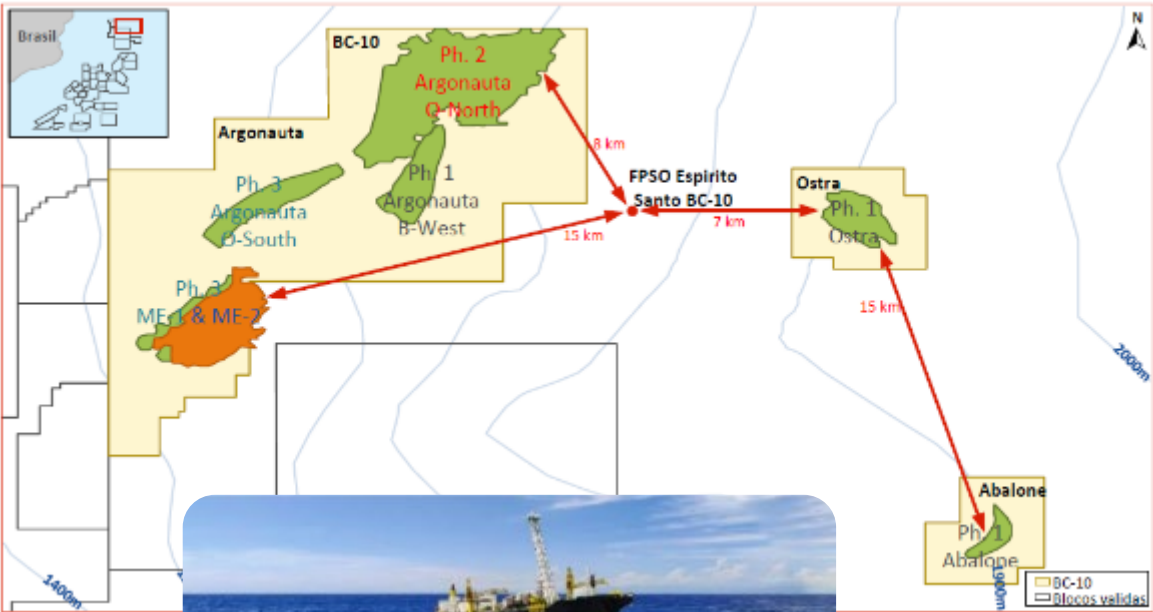
Papa-Terra | Pavimentando o caminho para suportar o crescimento de produção

BRAVA

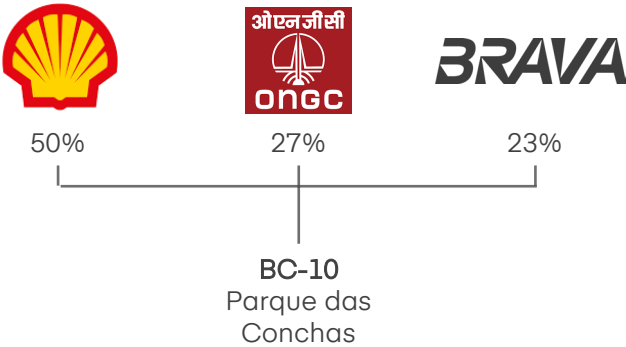
- ✓ Papa-Terra é um campo de águas-profundas localizado na Bacia de Campos, operado pela Brava desde Dez/22;
- ✓ O consórcio detém 100% da concessão em conjunto com as instalações e equipamentos que suportam a operação, incluindo a plataforma e o FPSO;
- ✓ Seis poços produtores (PPT-16 / PPT-17 / PPT-50 / PPT-51 / PPT-22 e PPT-37).



✓ Campo de petróleo pesado no Bloco BC-10, localizado na Bacia de Campos, operado pela Shell com 23% de participação da Companhia;



Estrutura do Consórcio



Métricas Chave:

- ✓ Localizado na Bacia de Campos: ~120km da costa e ~1.800 metros de lâmina de água;
- ✓ 4 campos compostos por sete reservatórios de alta qualidade;
- ✓ Grau de API de ~13,9°
- ✓ Expiração da concessão: Dezembro de 2032;
- ✓ Capacidade de produção de 100 kboe/dia.

Manati | Maior campo de gás não-associado, 2º maior mercado no Brasil

BRAVA

- ✓ O Polo Manati está localizado na Bahia e compreende o maior campo de gás não-associado do Brasil, suprimindo o 2º maior mercado no país;
- ✓ O ativo é operado pela Petrobras.

Compressão

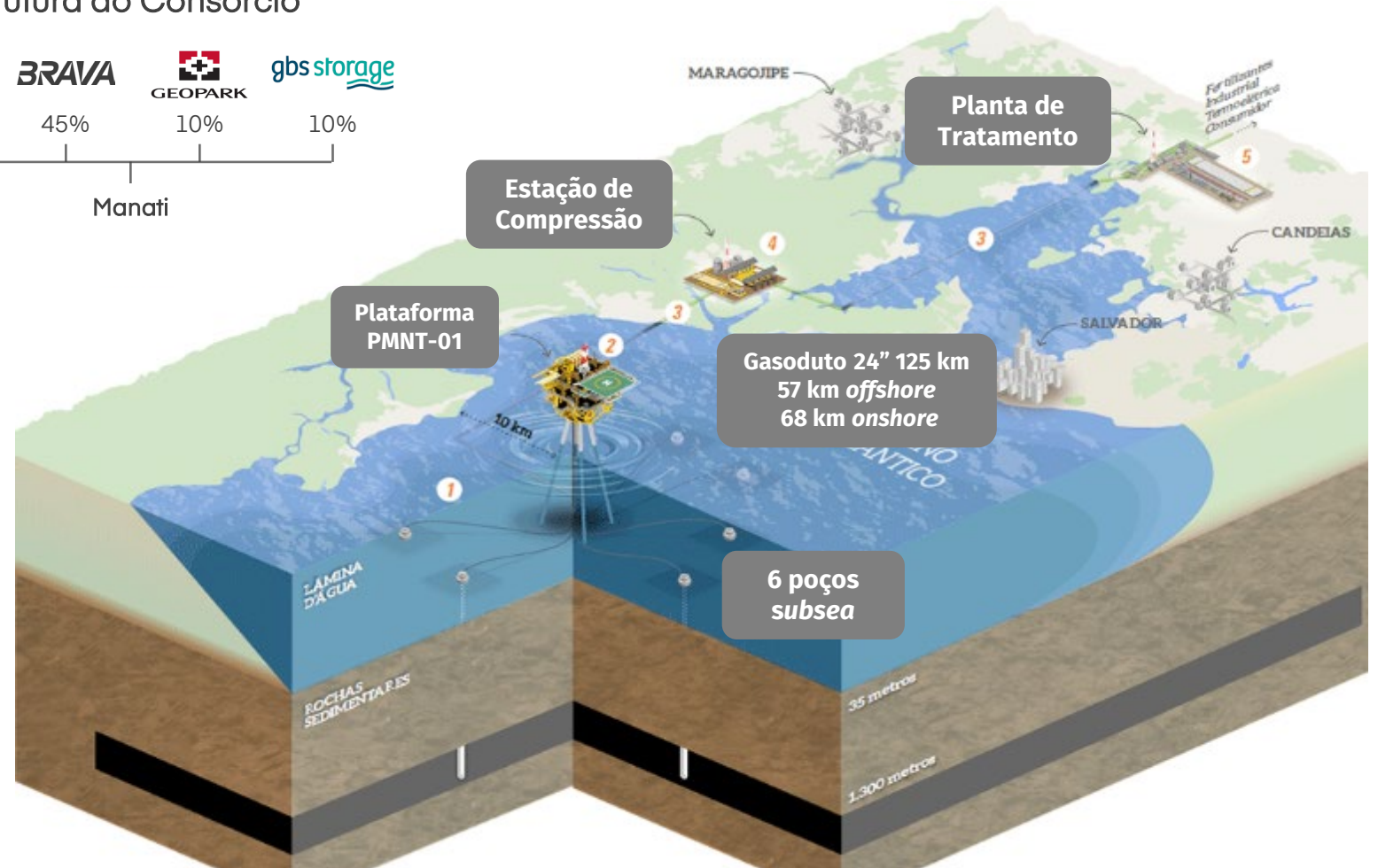
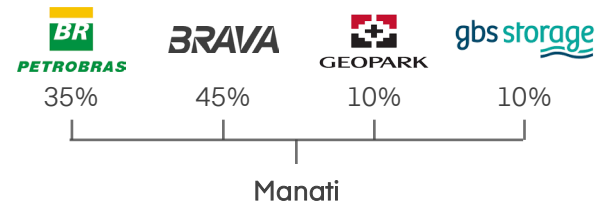
Capacidade: 6 Mm³/d | Potência: 28 kHP



Tratamento



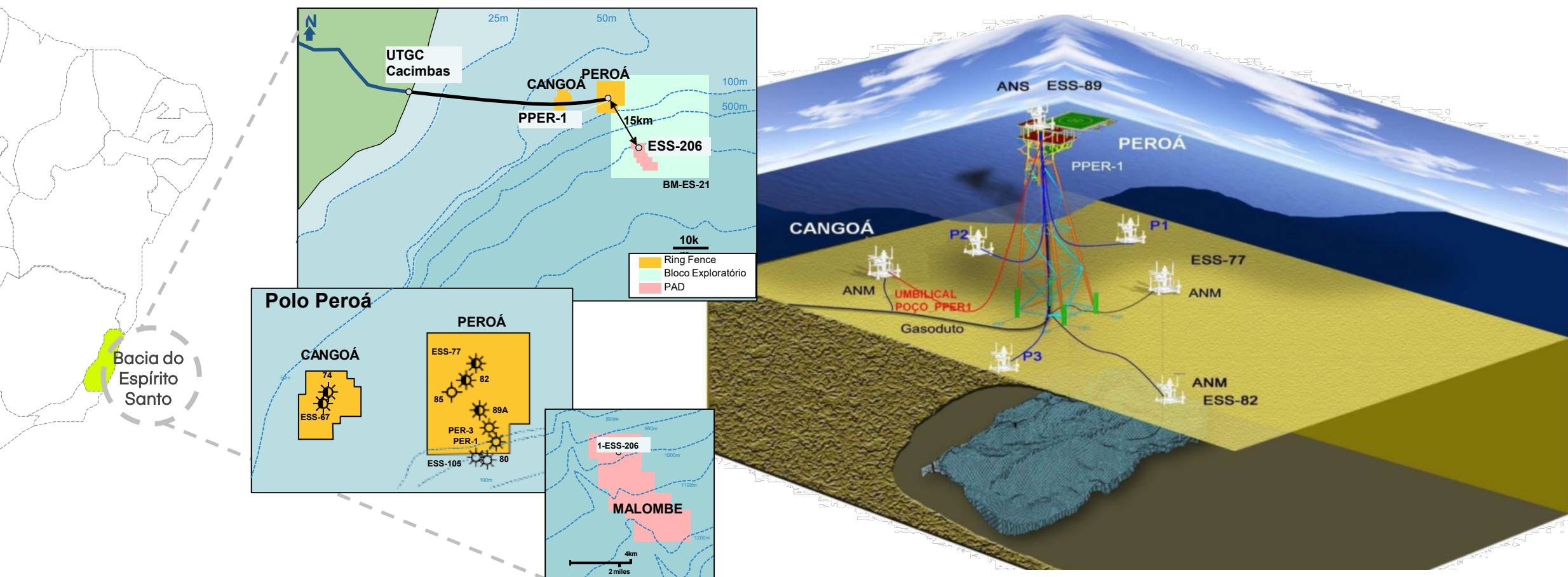
Estrutura do Consórcio



Peroá | Oportunidade de crescimento em gás não-associado na Bacia do Espírito Santo

BRAVA

- ✓ O Polo Peroá está localizado na Bacia do Espírito Santo e compreende os campos de Peroá, Cangoá e Malombe. É operado pela Brava desde Ago/22 com 100% de participação;
- ✓ O campo Malombe é uma opção para o aumento da escala de produção de gás. O campo possui um poço exploratório perfurado e testado com um pico de produção de 2,5MM m³/dia de gás estimado pelo antigo operador.

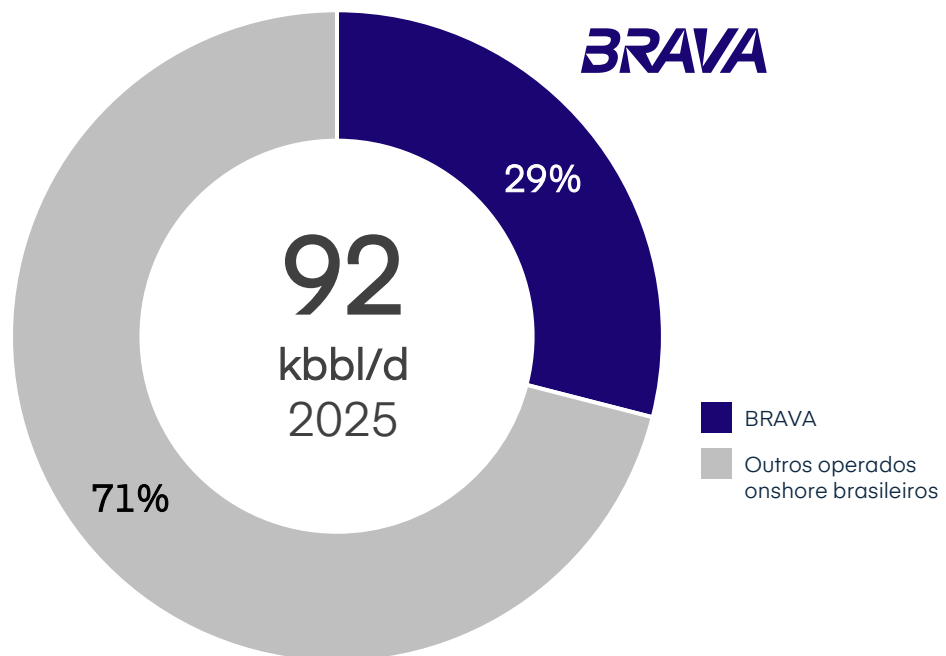




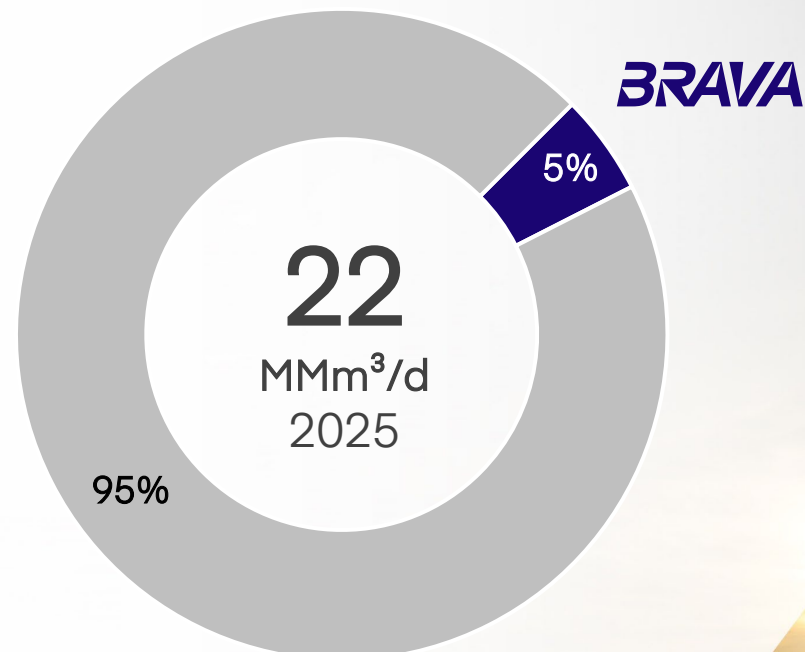
Onshore & Downstream

Potiguar
Recôncavo

Produção de Óleo
Onshore | Brasil



Produção de Gás
Onshore | Brasil



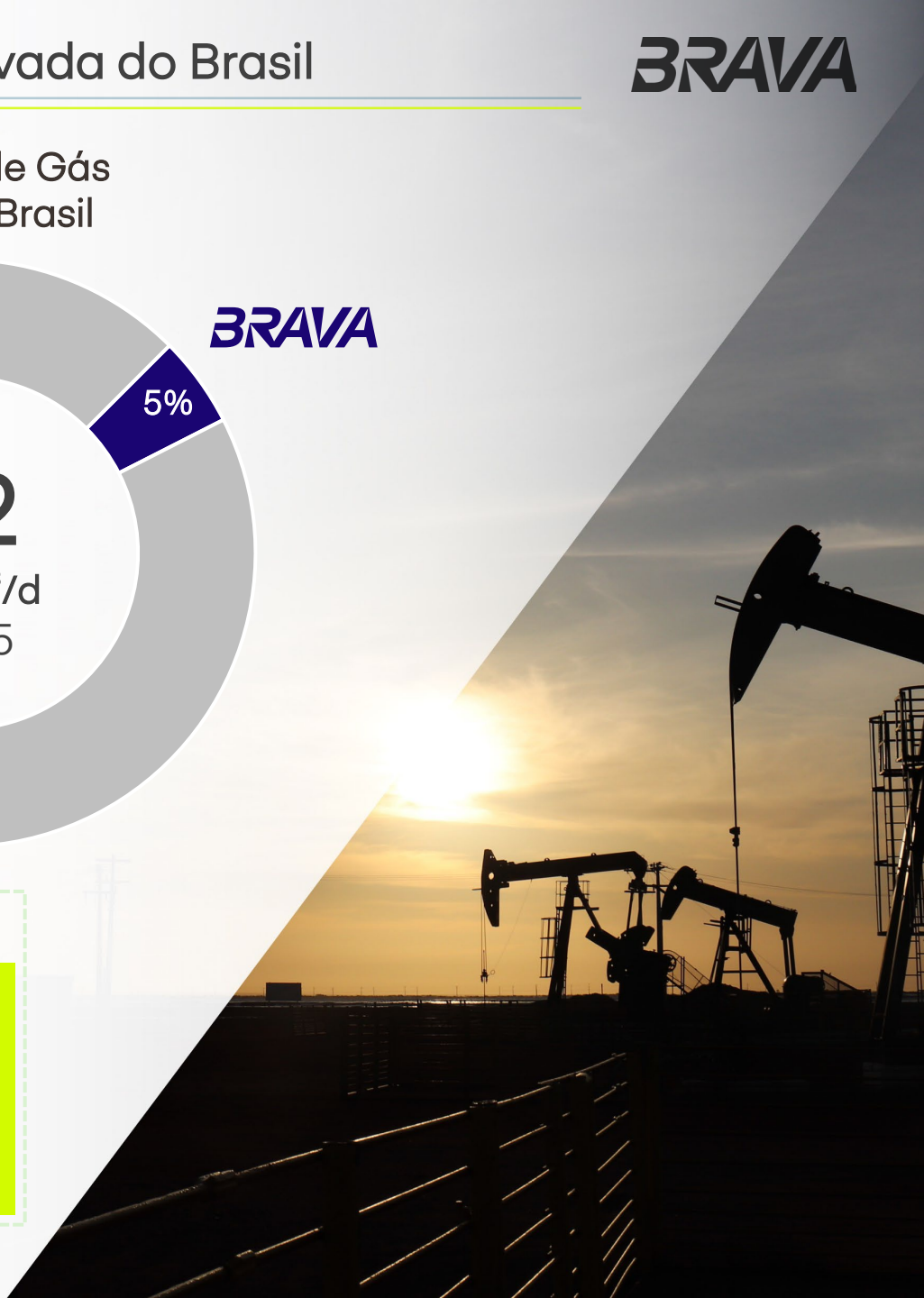
Única operadora *onshore* independente integrada

Integrada com terminal aquaviário com acesso ao mercado internacional

> 85% da produção de óleo escoada por dutos

Ampla capacidade de tancagem (+20d de produção)

Produção de gás com amplo acesso às distribuidoras



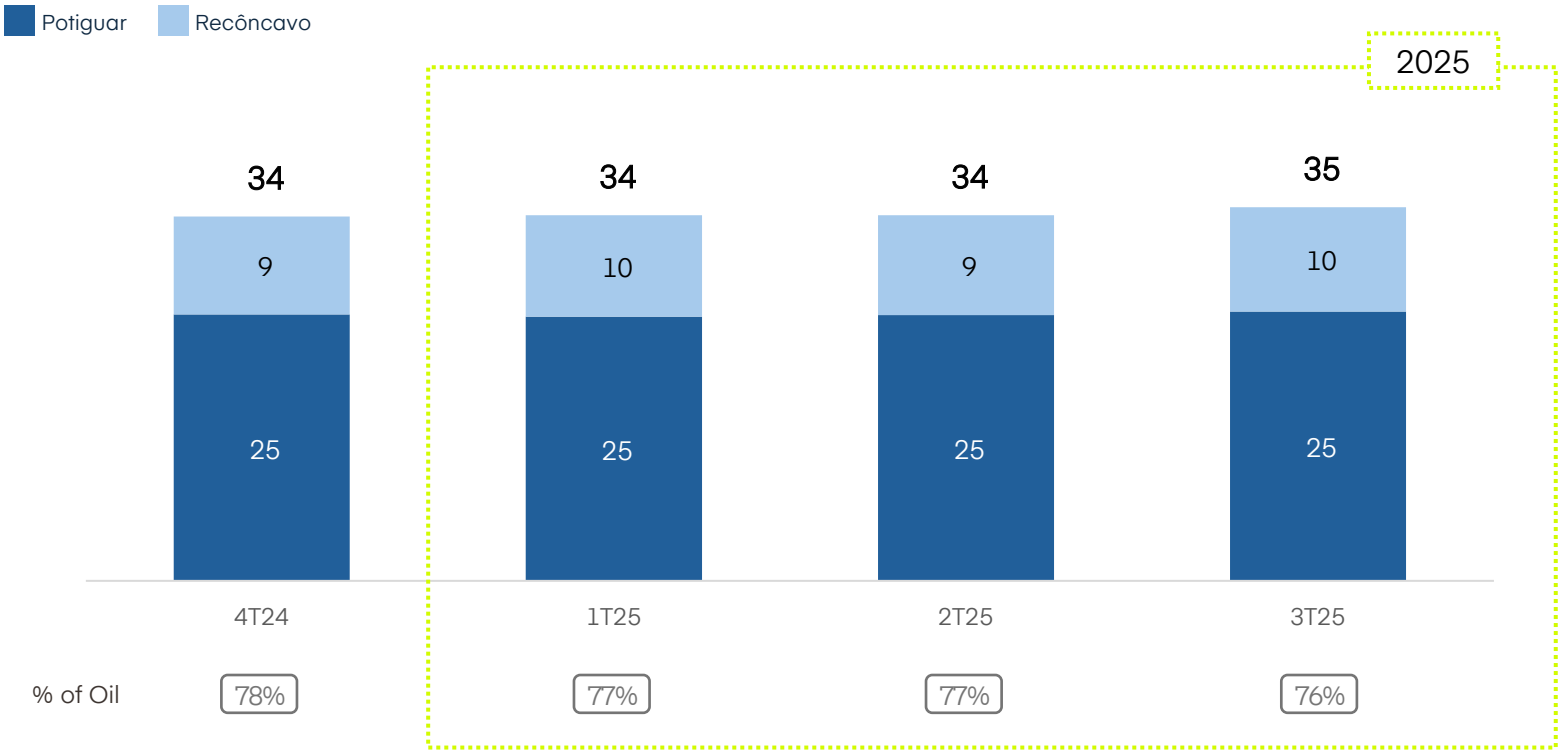
Onshore | Foco em eficiência



- ✓ Produção estável em todo o portfólio *onshore*, mesmo com otimização 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;
- ✓ Projetos de expansão da injeção de vapor em andamento para sustentar a produção nos próximos trimestres;
- ✓ EBITDA e fluxo de caixa livre por barril entre os melhores do setor, sustentados por produção estável.

Produção Onshore Total

(WI Brava | kboed)



Redução de capex e eficiência das sondas



❖ Plano de eficiência *onshore* em andamento

- ✓ Capex: foco em projetos de maior retorno
- ✓ De 24 para 8 sondas no 3T25;
- ✓ Alinhar a emissão de licenças e execução de projetos: (de 7 licenças/mês em 2024 para 20 licenças/mês em 2025);
- ✓ Aumento da velocidade de perfuração em 40% em relação ao operador anterior.

Injeção de vapor e expansão da capacidade de tratamento de água



❖ Projetos para desbloquear a produção em curso:

- ✓ Aumentar a capacidade de injeção de vapor: pico esperado para o 4T25:
 - ✓ 4T24: capacidade de 4.500 ton/d com 20 geradores;
 - ✓ 4T25: capacidade de 6.000 ton/d com 25 geradores;
- ✓ Investimentos para reformular e aumentar a capacidade de tratamento de água ao longo de 2025.

Novos pilotos de recuperação de petróleo pesado em 2025



❖ Projetos piloto para aprimorar a recuperação de óleo pesado:

- ✓ Projeto de injeção de nitrogênio para melhorar a recuperação em campos de óleo pesado;
- ✓ MOU assinado com fornecedor para a implementação de projeto de injeção de polímero em campos de petróleo pesado, com início no começo de 2026.

1 Processo de Licenciamento Ambiental mais eficiente no RN

	1T	2T	3T	4T	Total	Média/ mês
Licenças 2024	5	23	19	46	93	8
Licenças 2025	56	36	22		114	16

2 Ganho de eficiência com novas sondas de *pulling*

- ✓ Redução de 2,5 dias no tempo de execução dos poços
- ✓ Aumento da quantidade de *pulling* por mês
- ✓ Redução dos custos de *pulling* associados às melhorias dos tempos

3 Ganho de eficiência com *Casing Drilling* (Alto do Rodrigues)

- ✓ Redução dos tempos de perfuração: 1,45 Dias/poço, 47% mais eficiente que o convencional
- ✓ Redução dos custos de perfuração: 19,4% mais eficiente que o convencional



Integração exclusiva que viabiliza independência e melhor monetização

BRAVA

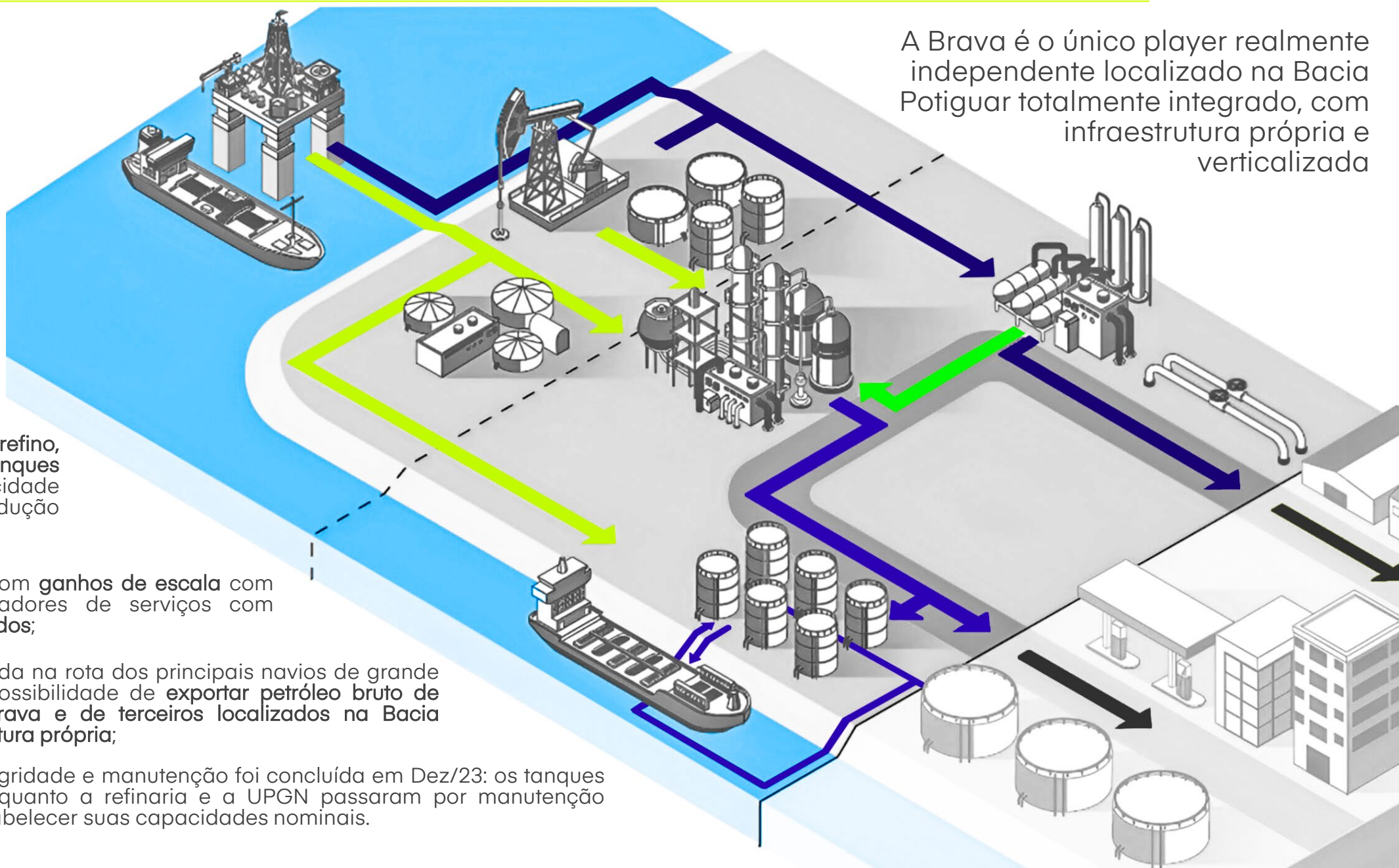
Capacidade de
Estocagem:
>2,0 MM bbl

Capacidade
de Refino:
40 kboepd

Capacidade
UPGN:
1,5 MMm³/d

A Brava é o único player realmente independente localizado na Bacia Potiguar totalmente integrado, com infraestrutura própria e verticalizada

- ✓ Duas unidades de refino, UPGNs, parque de tanques de estocagem: capacidade de estocar a produção própria e de terceiros;
- ✓ Operação otimizada com **ganhos de escala** com fornecedores e prestadores de serviços com custos logísticos reduzidos;
- ✓ Estrategicamente situada na rota dos principais navios de grande porte, oferecendo a possibilidade de **exportar petróleo bruto** de todos os ativos da Brava e de terceiros localizados na Bacia Potiguar com infraestrutura própria;
- ✓ A primeira fase da integridade e manutenção foi concluída em Dez/23: os tanques foram restaurados, enquanto a refinaria e a UPGN passaram por manutenção programada para restabelecer suas capacidades nominais.



Ganhos logísticos a frente

- ✓ Operações do terminal portuário totalmente gerenciadas pela Brava desde jul/25
- ✓ Redução de custo esperada de ~US\$ 0,50/bbl
- ✓ Primeira operação Suezmax concluída
- ✓ Capacidade logística de entrada para operações com caminhões duplos até dez/25

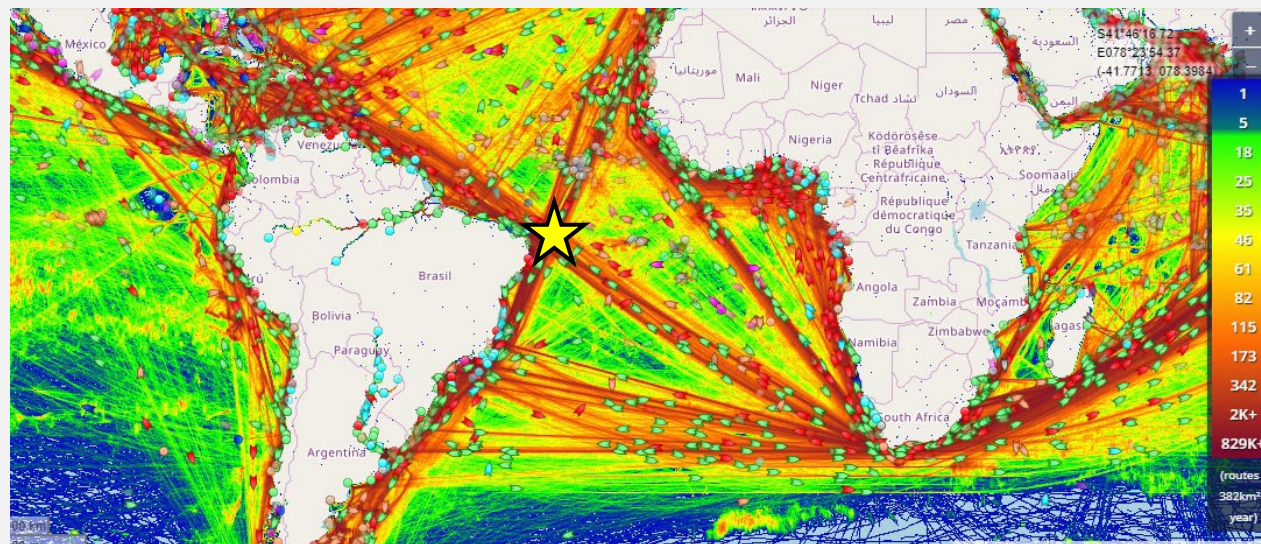
Capacidade de armazenamento para expandir 11%

- ✓ Armazenamento nominal de 1,9 Mbbl + 200 kbbl até dez/25
- ✓ Petróleo bruto e bunker: 1,5 Mbbl
- ✓ Diesel e MGO: 350 kbbl
- ✓ Combustível de aviação, gasolina e nafta: 350 kbbl

Oportunidades em avaliação

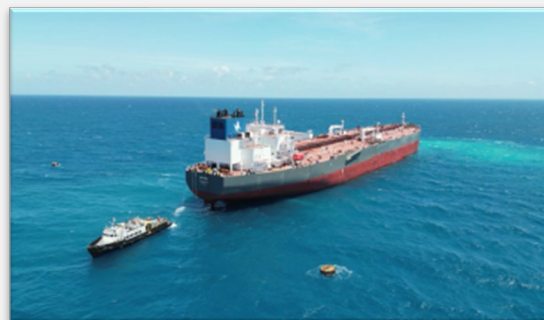
- ✓ Oportunidades de negócios para *ship-to-ship* e *bunkering*
- ✓ Opção de armazenamento flutuante para otimizar a logística e ampliar a capacidade

Localização estratégica, com acesso direto aos mercados internacionais



Fonte: Tráfego Marítimo

Calado de 14m



Óleo Cru / Combustível /
Bunker

Calado de 10m



Diesel / Nafta / Gasolina

2T25

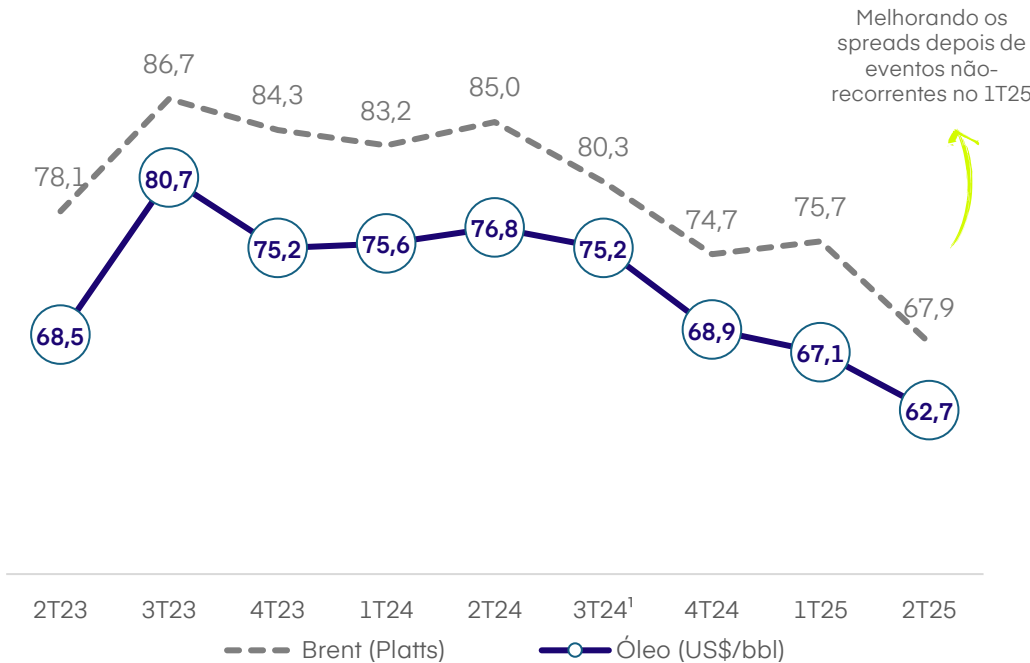
Destiques Comercias



- ✓ Alavancado 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.

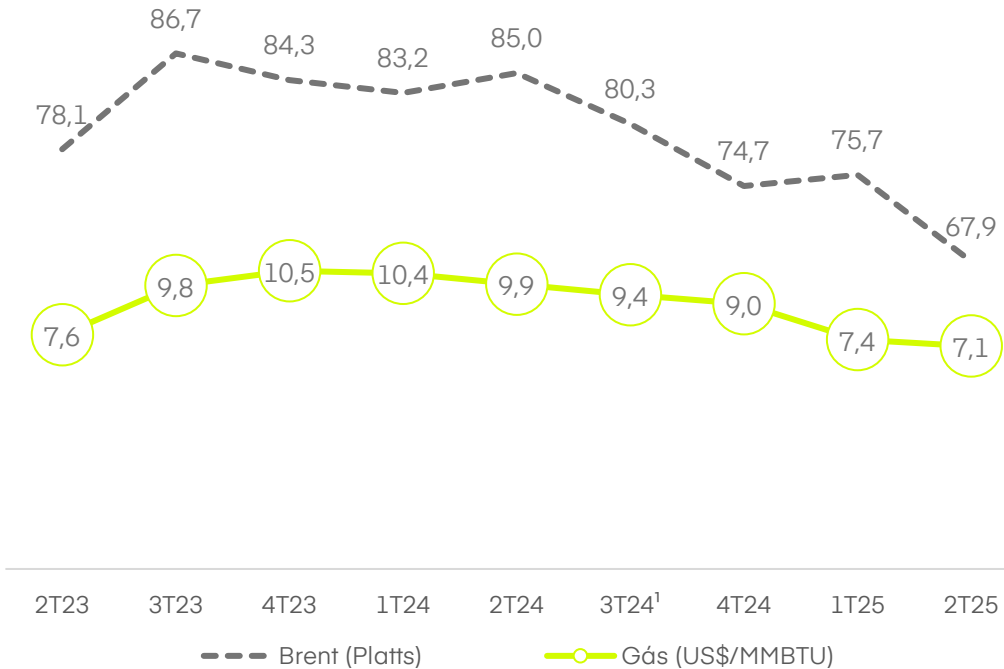
Spreads de óleo

Preço médio do Brent vs. Preços médios realizados de óleo



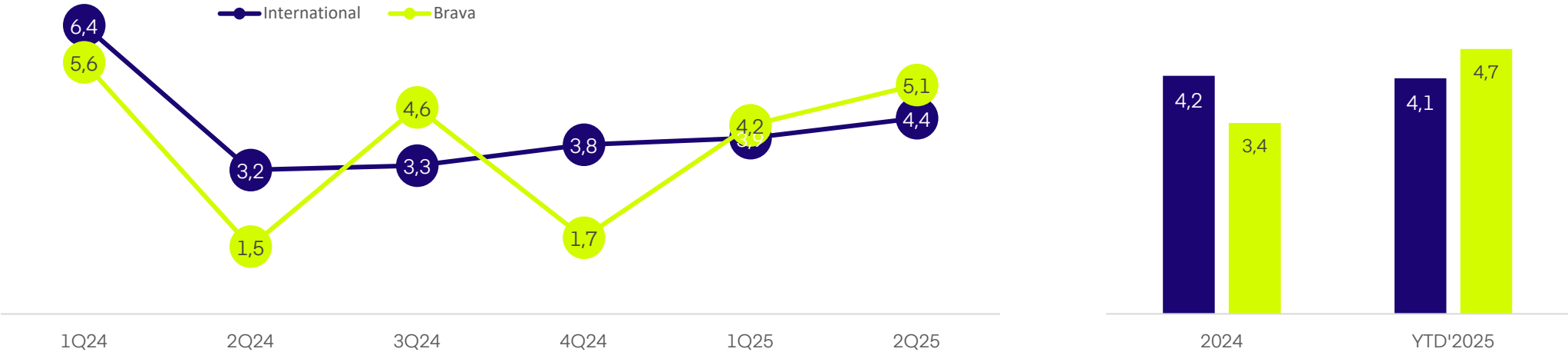
Spreads gás²

Preço médio do Brent vs. Preços médios realizados de gás

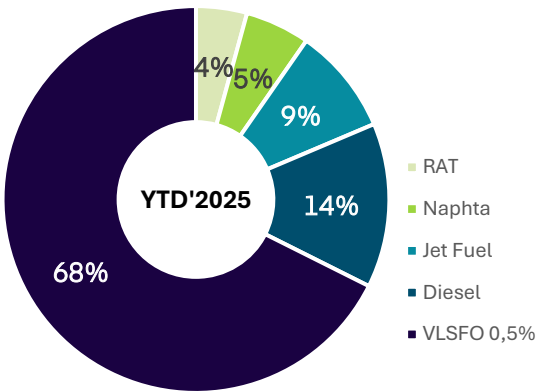


Nota: (1) Considera o resultado da comercialização do Campo de Atlanta, 80% a partir de 27 de setembro de 2024 (inclusive), e do Campo de Manati. Na comparação histórica, considera apenas os dados da 3R. (2) Não considera a venda de gás entre empresas do mesmo grupo (*intercompany*).

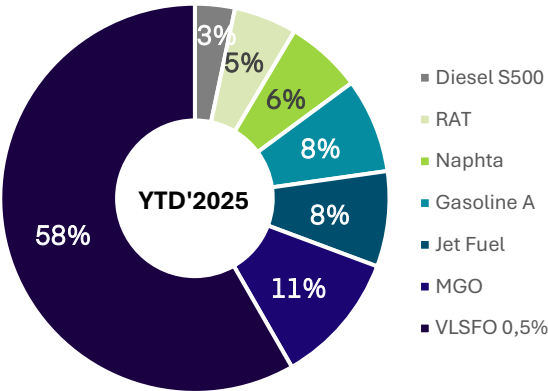
Spreads de Refino
US\$/bbl



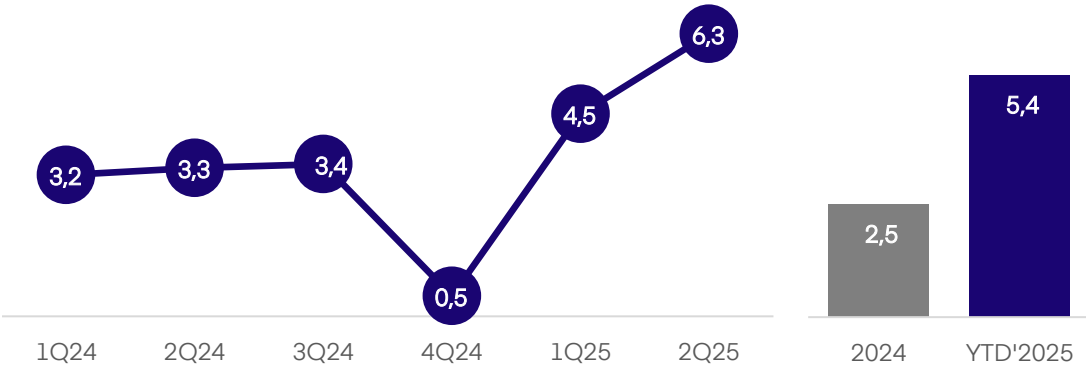
Produção da refinaria



Volume de vendas



EBITDA
US\$/bbl



BRAVA

2T25 Destaques
Financeiros



Receita Líquida 2T25 | Receita recorde impulsionada por produção histórica



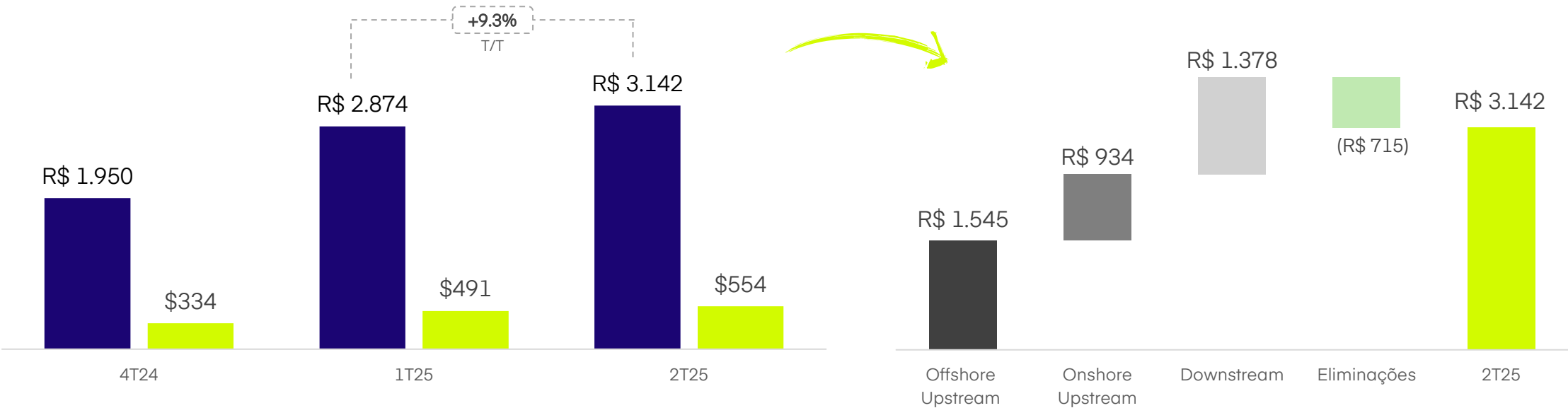
Resultados trimestrais

(R\$MM & US\$MM)

■ R\$ ■ US\$

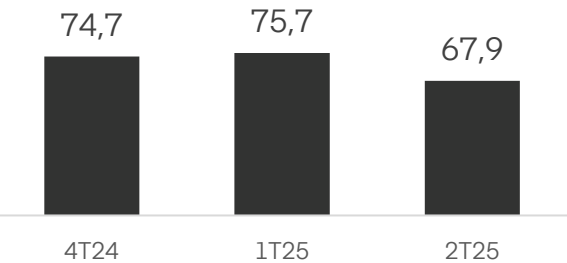
2T25 | Breakdown da Receita Líquida

(R\$MM)

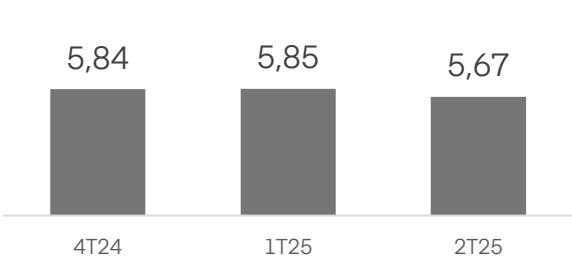


Aspectos Macro

Preço médio do Brent (US\$)



Câmbio Médio | BRL/US\$

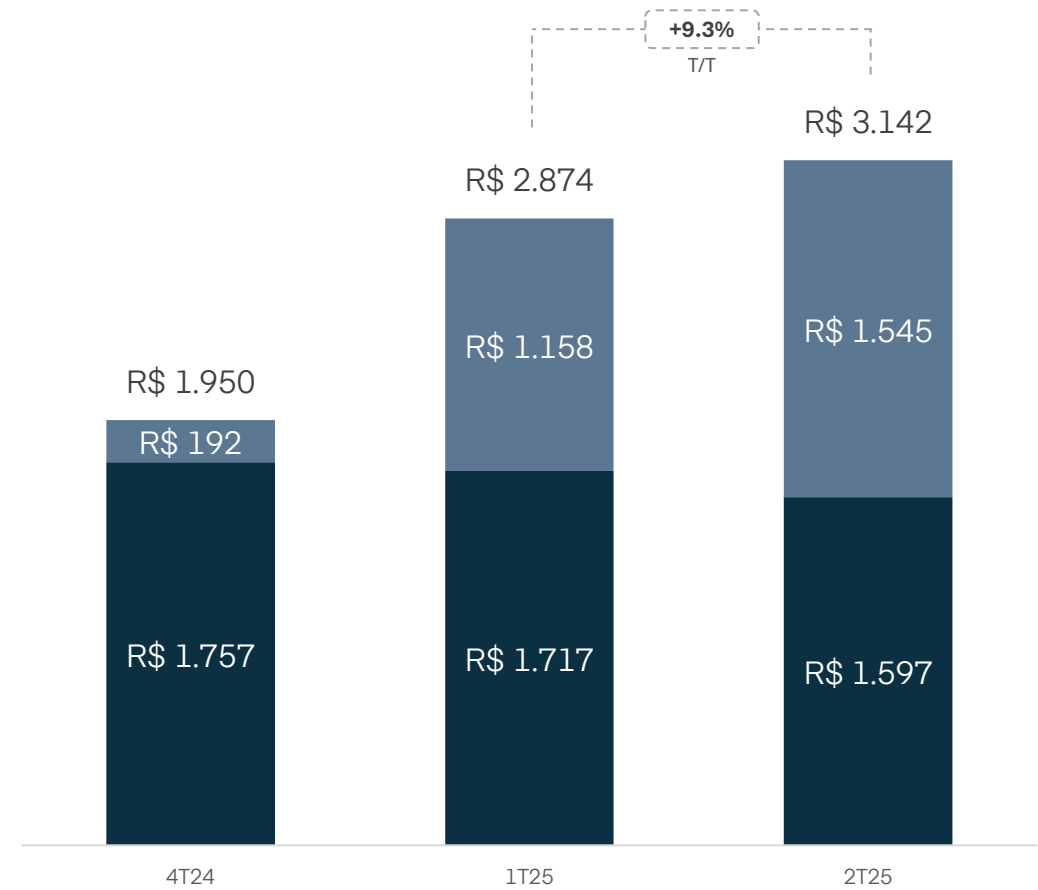


Receita recorde impulsionada por produção histórica no 2T25: 9,3% T/T;

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

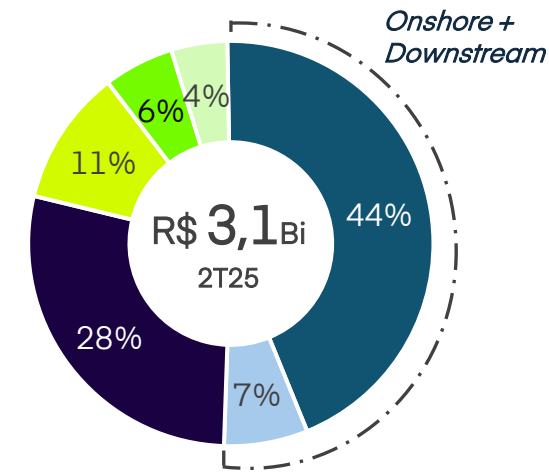
Resultado histórico do trimestre *Onshore* vs. *Offshore* (R\$MM)

■ *Offshore* ■ *Onshore + Downstream*



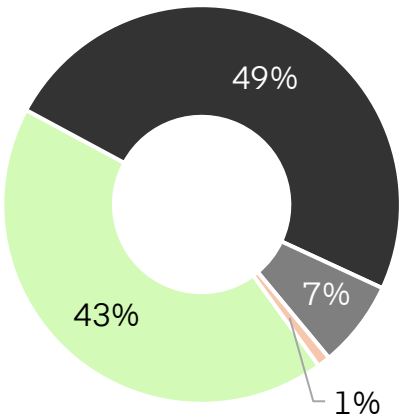
Offshore: A produção recorde de Atlanta e Papa-Terra no 2T25 elevou a participação do segmento para ~50% das receitas totais.

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

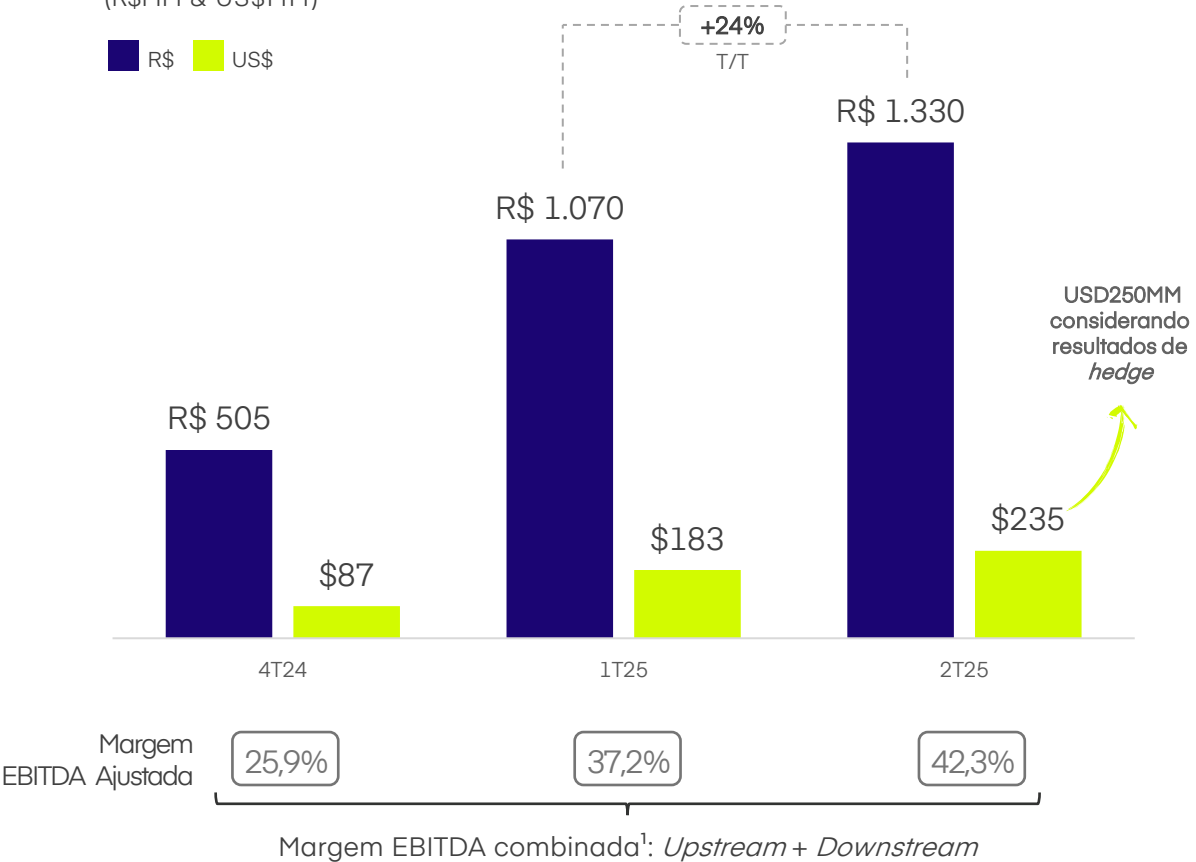
EBITDA total ajustado atingiu o recorde histórico de R\$1,3 bilhão, +24% T/T e +5,1 p.p. alcançando margem de 42,3%:

- ✓ 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 momento de produção e pela eficiência;
- ✓ EBITDA por barril referência no segmento *onshore* LatAm¹: ~US\$ 32/boe no 2T25.

Visão Trimestral¹

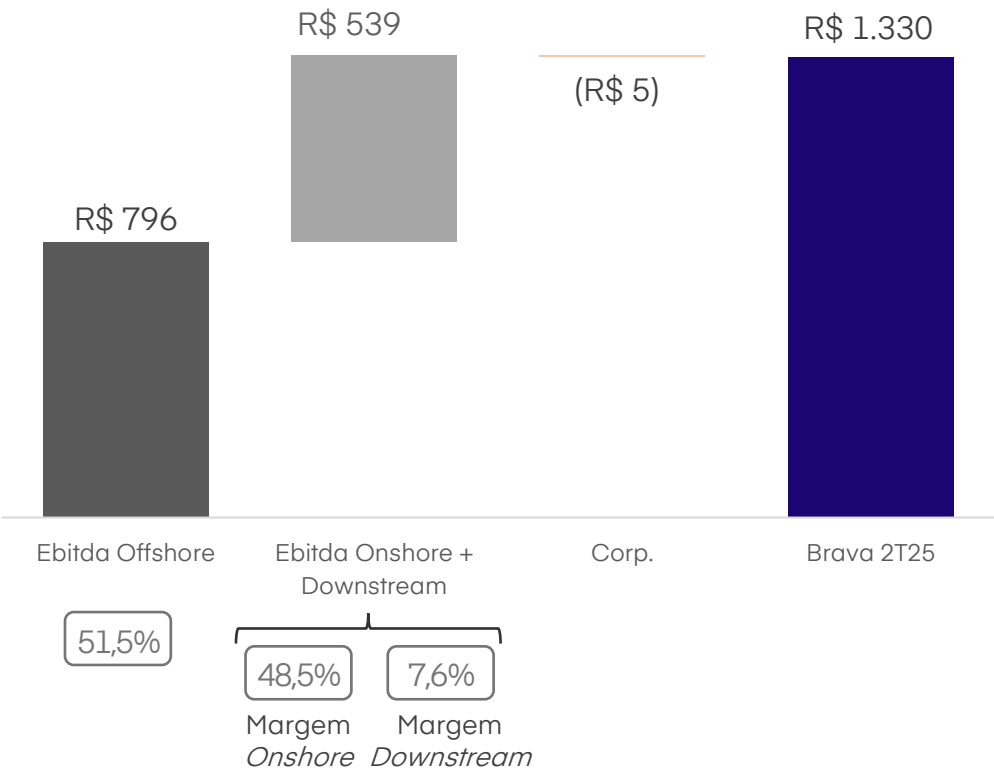
(R\$MM & US\$MM)

■ R\$ ■ US\$



EBITDA Ajustado 2T25 Breakdown

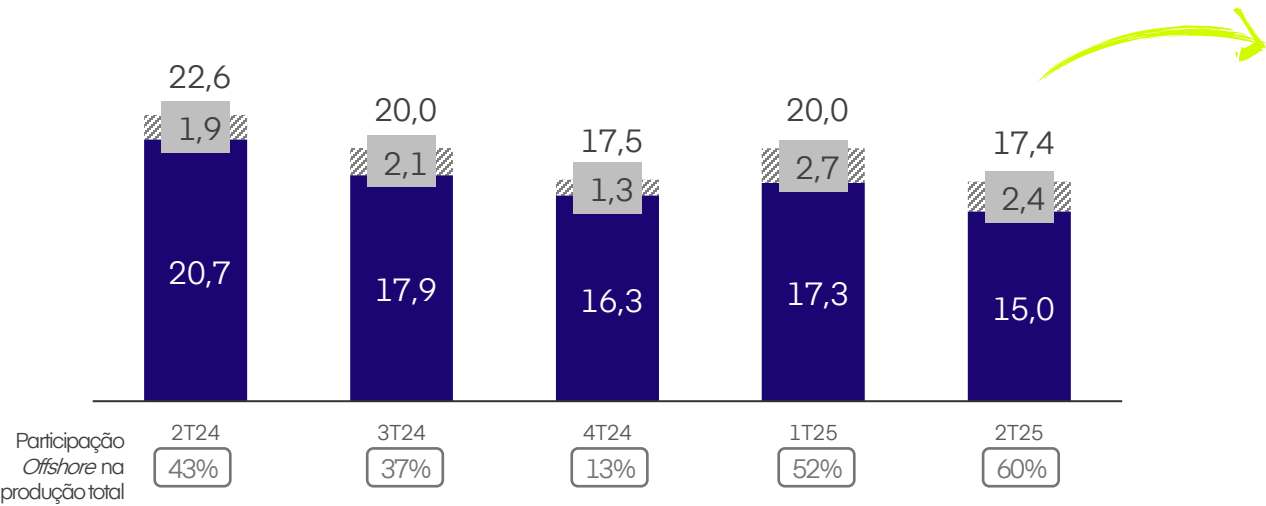
(R\$MM)



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

Lifting Cost Brava
(US\$ / boe)

Custo de afretamento

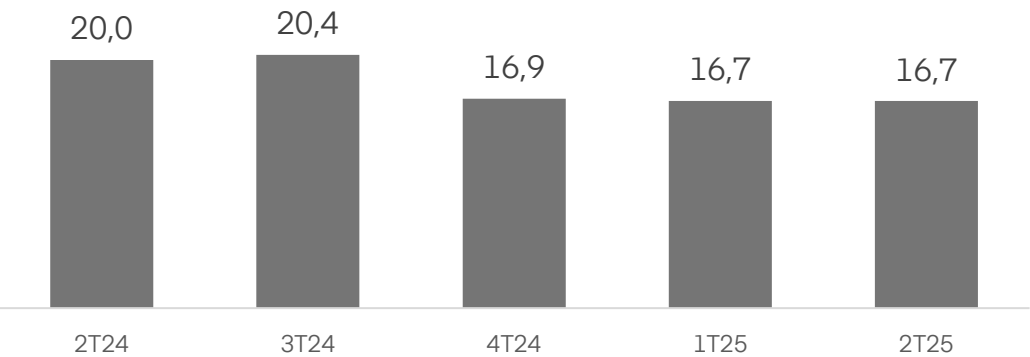


Melhor *lifting cost* registrado desde a fusão, sustentados por disciplina de custos e produção recorde.

- **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).

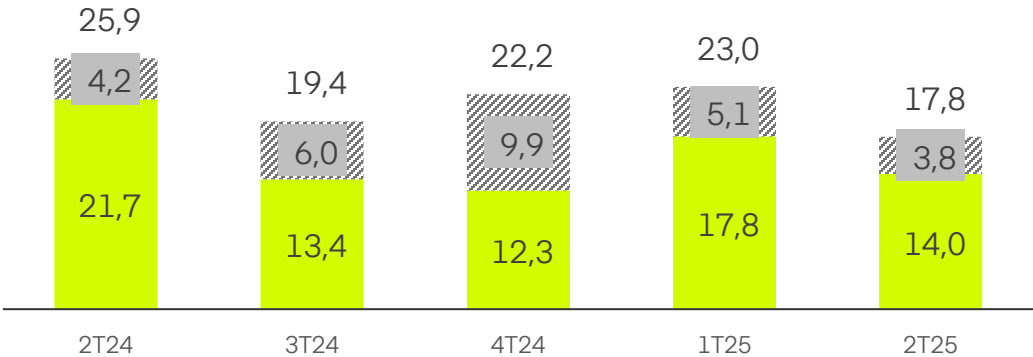
Detalhamento por segmento

Lifting Cost Onshore
(US\$ / boe)

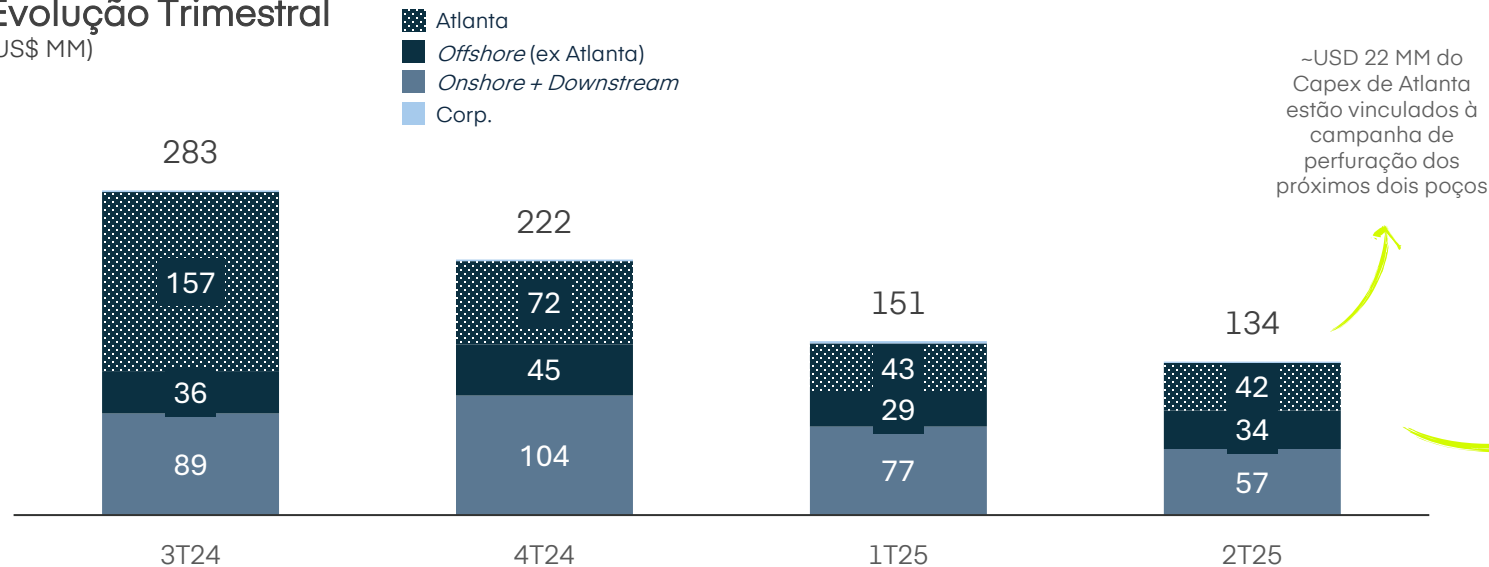


Lifting Cost Offshore
(US\$ / boe)

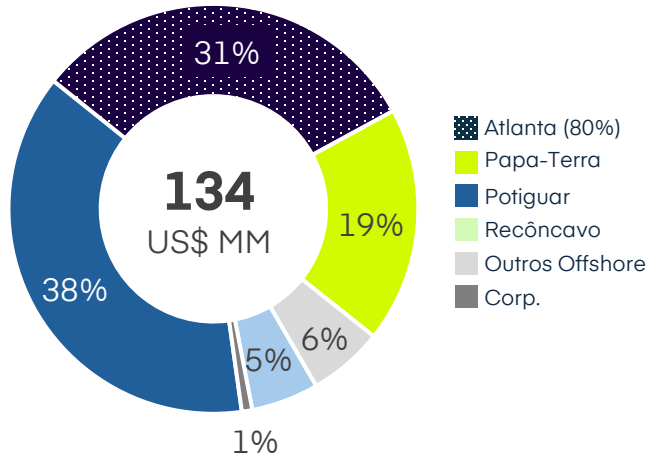
Custo de Afretamento



Evolução Trimestral
(US\$ MM)

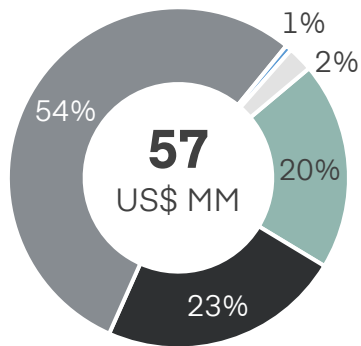


Capex *breakdown* no 2T25 (%)

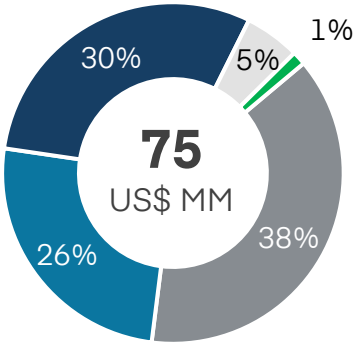


- ✓ 30% do Capex em 2025 está vinculado ao projeto de Atlanta (novos poços, sistemas submarinos, bombas e conexões). A empresa já está implementando o Capex da Fase 2 de Atlanta;
- ✓ Capex *onshore*: -26% T/T, impulsionado pela otimização de sondas (de 19 no final de 2024 para 9 no 2T25) e foco em projetos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

Onshore + Downstream 2T25 (%)



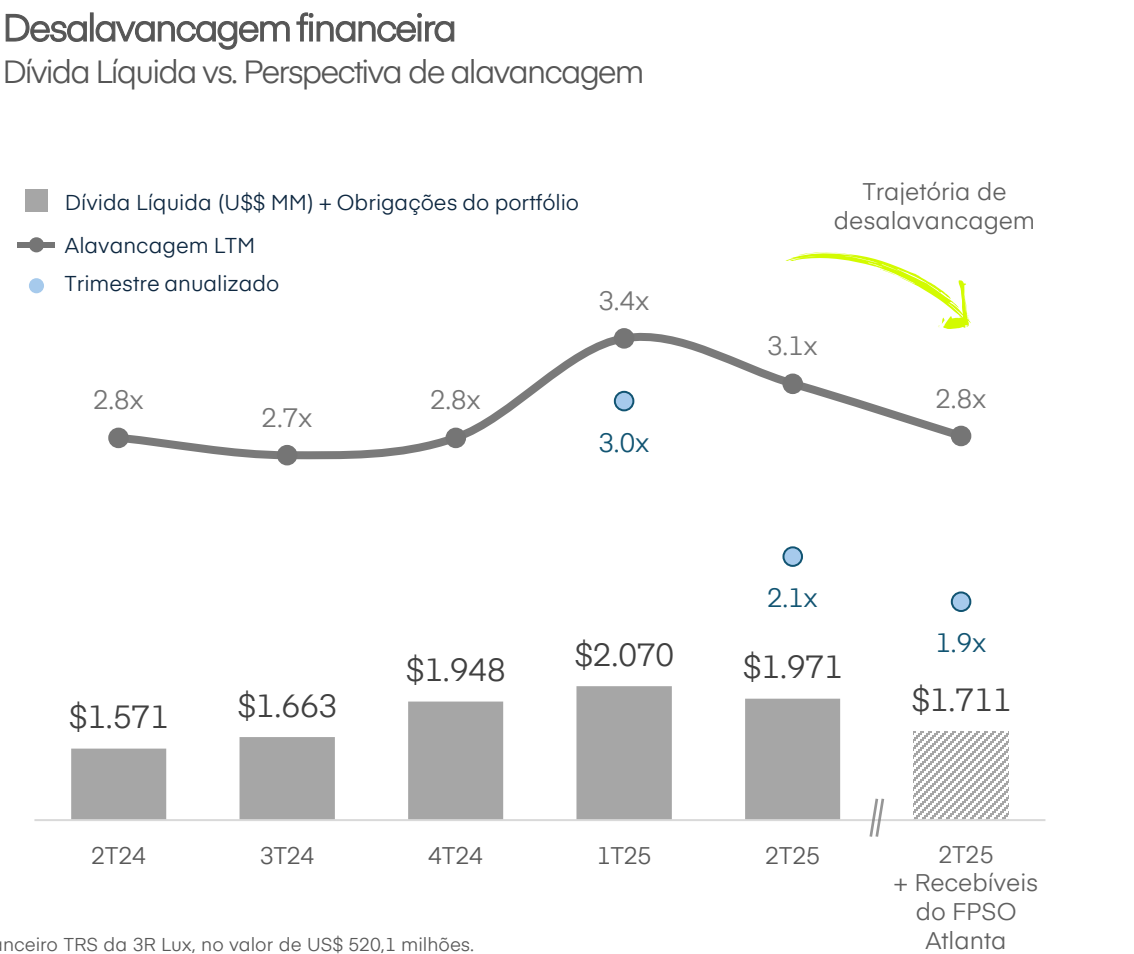
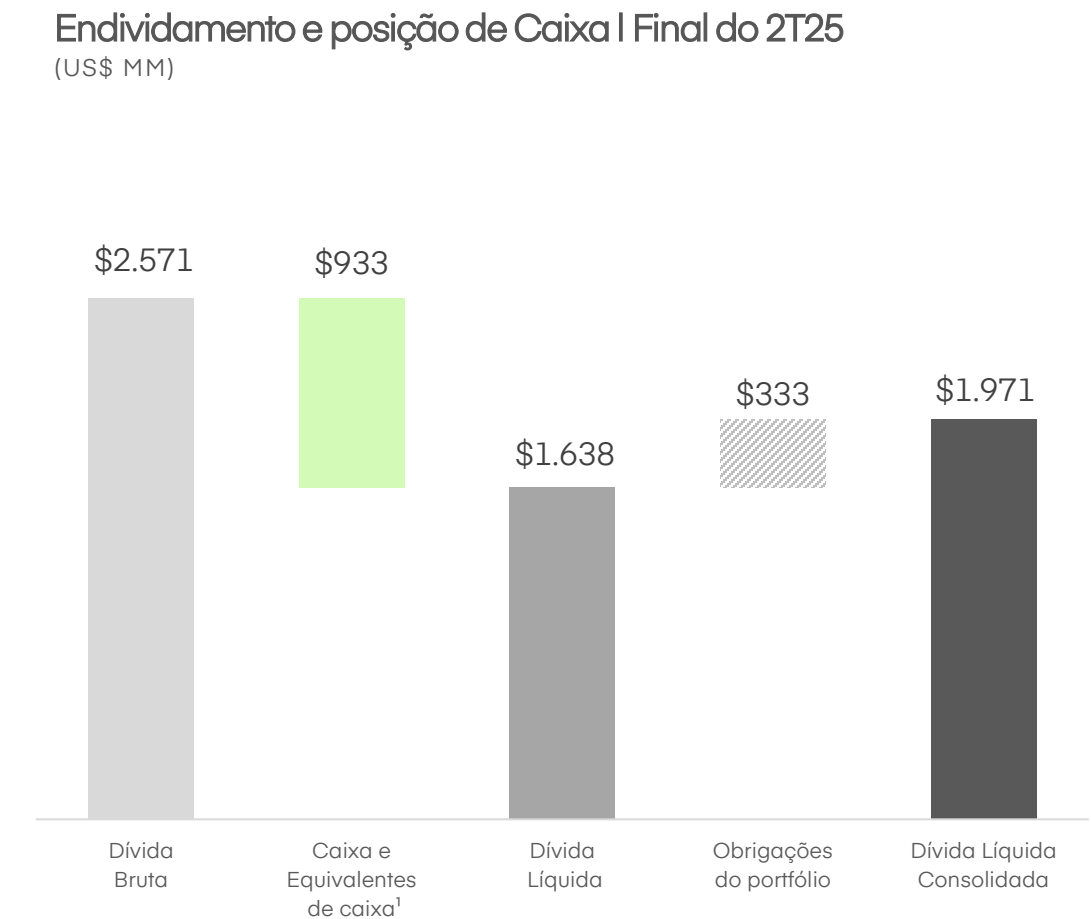
Offshore 2T25 (%)



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

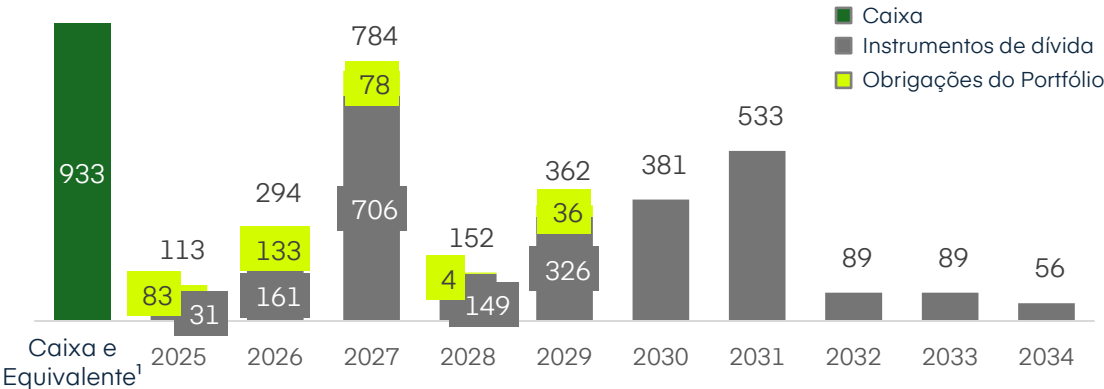
BRAVA

- ✓ 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.

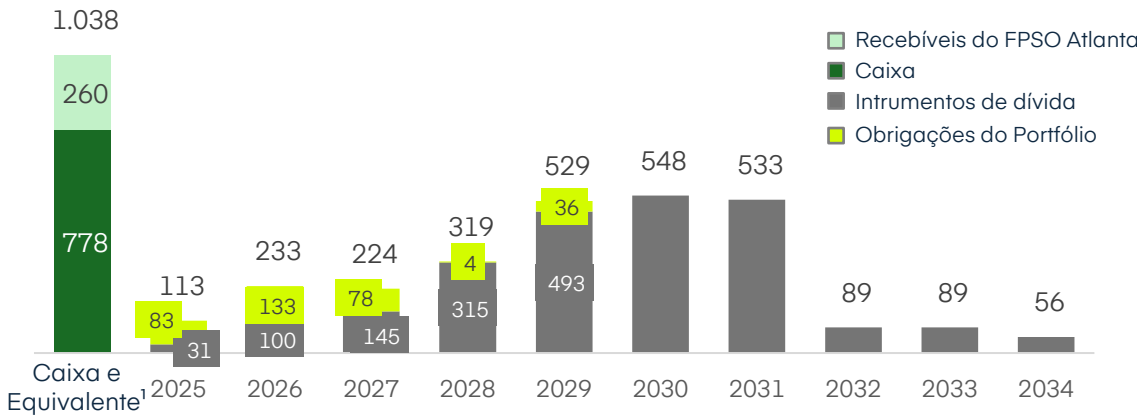
Caixa vs. Perfil de Amortização da Dívida I final do 2T25
(US\$ MM)



Obrigações do Portfólio
(US\$ MM)

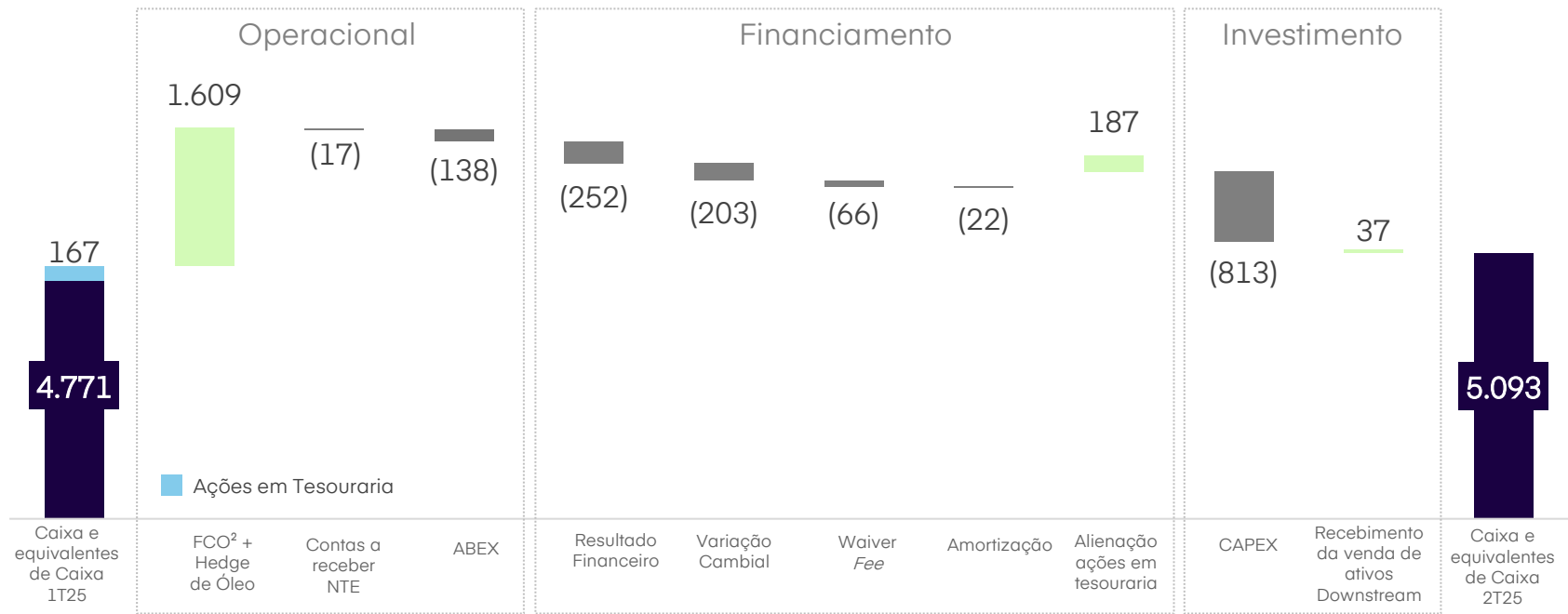
Ativos	3T25	4T25	2026	2027	2028	2029	Total
Em milhões de dólares							
Peraó (WI 100%)	16	-	26	-	-	-	42
Papa Terra (WI 62,5%)	18	18	4	8	4	36	87
Potiguar	-	-	75	70	-	-	145
Pq. das Conchas (WI 23%)	-	31	28	-	-	-	58
Total de Pagamentos	34	49	133	78	4	36	333
Contingente	34	18	30	8	4	36	129
Diferido	-	31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

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



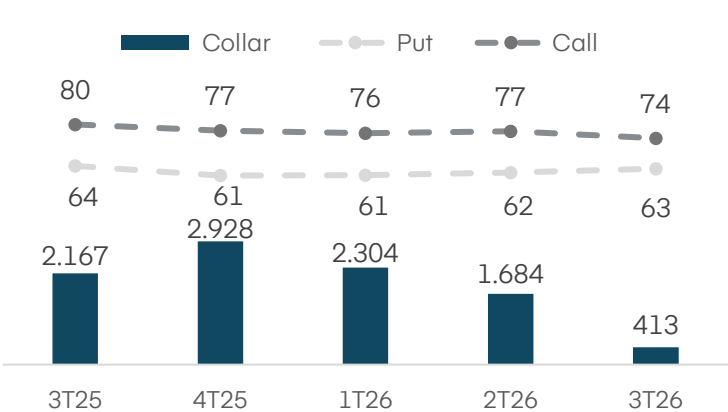
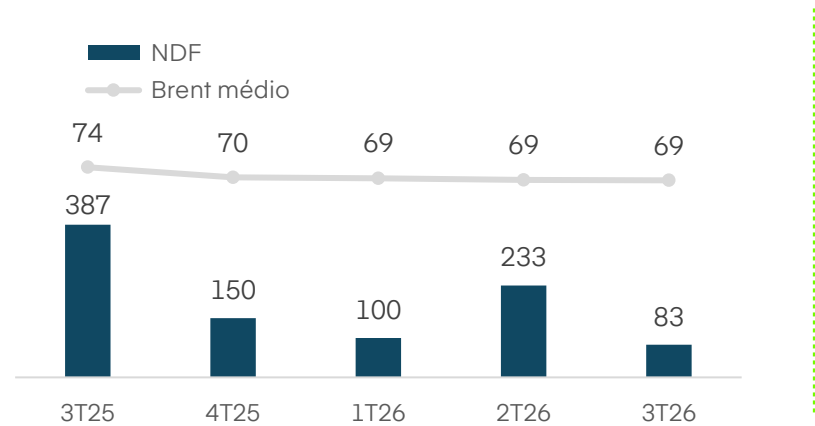
- ✓ Impactos do *liability management* em curso:
 - I. Dívida Potiguar (US\$ 500MM) refinanciada: redução de custos (de 11,1% para 8,7%) com melhor amortização e pacote de garantias;
 - II. Redução da dívida líquida: pré-pagamento de debenture local (~USD 125MM) em julho com recursos do caixa;
 - III. *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



- ✓ O fluxo de caixa operacional atingiu R\$ 1,6 bilhão, sustentado por produção recorde e disciplina de custos em todos os segmentos;
- ✓ 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 final do 2T25



Forte proteção contra possível volatilidade nos próximos trimestres

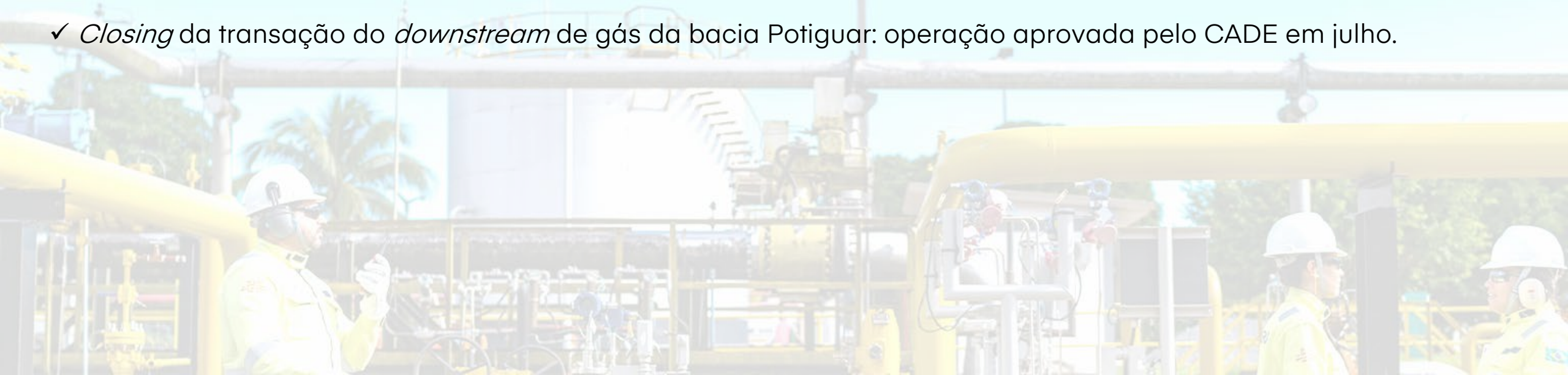
NDF: Horizonte de 15 meses

- ✓ 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 e US\$ 77,5/bbl

- ✓ 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.



Portfólio *onshore* e offshore robusto e diferenciado

Produção e fluxo de caixa *onshore* resilientes

Crescimento orgânico atrativo e oportunidades de alto retorno por todo o portfólio

Reserva já recuperada muito baixa e longa vida média das reservas

Desalavancagem já endereçada e fortalecimento do balanço em curso

Fase de alta intensidade de capex já concluída e flexibilidade de ajuste do ritmo futuro do capex

Estrutura tributária eficiente, baixo *breakeven cost* e fluxo de caixa crescente

Bem posicionada para combinar crescimento e distribuição aos acionistas



BRAVA