

BRAVA

BRAV3 | Apresentação Institucional | Junho 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 1T25, a Companhia continuou a mensurar apenas os saldos correspondentes à sua participação de 62,5% no Campo de Papa-Terra nas linhas de resultado, sendo as receitas e despesas relativas à participação de 37,5% detida pela NTE registradas na conta de créditos de parceiros. Conforme nota explicativa 5, em 31 de março de 2025, o saldo devedor da NTE em favor da Companhia é de R\$ 549,4 milhões. A Companhia informa que, neste momento, a arbitragem e a decisão provisória não afetam as atividades operacionais em curso e não impedem a implementação do plano de desenvolvimento de ativos. A Companhia aguarda as decisões decorrentes da arbitragem e informa que o Tribunal Arbitral foi constituído em março de 2025.

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

1T25 e eventos subsequentes | Evolução da produção para sustentar excelentes resultados

71 kboe/d

produção média
diária 1T25



89 kbbl/d

Produção média diária em
maio/25: + 25% vs. 1T25

+ 2 poços serão conectados em
Atlanta (previsto para junho)

R\$ 2,9 bi

receita líquida
1T25 +47% T/T

R\$ 1,1 bi

(US\$ 183 MM)

EBITDA ajustado
1T25 2X T/T

US\$ 17,3

Lifting cost
(excl. custo de afretamento)

US\$ 831MM

Posição de Caixa em 1T25

após amortização líquida de
US\$ 98 milhões em dívidas
(pré-pagamento de dívida, emissão de dívida
e pagamento de *earnout* de aquisição)

Destaques

- ✓ Produção recorde em maio de 2025;
- ✓ Melhora *uptime* de Papa-Terra após campanha de manutenção;
- ✓ Evolução de produção em Atlanta de acordo com o cronograma: mais dois poços serão conectados até o 2T25;

- ✓ Reservas 1P: 479m (ex-BC10), 92% do óleo; Vida útil de reserva > 15 anos (com produção diária de abril/25);
- ✓ Redução do *Lifting cost onshore* pelo segundo trimestre consecutivo;
- ✓ Otimização de Capex nos próximos trimestres: redução de sondas *onshore* e fase final de implementação do projeto Atlanta;
- ✓ Gestão contínua da estrutura de capital com redução do custo da dívida.

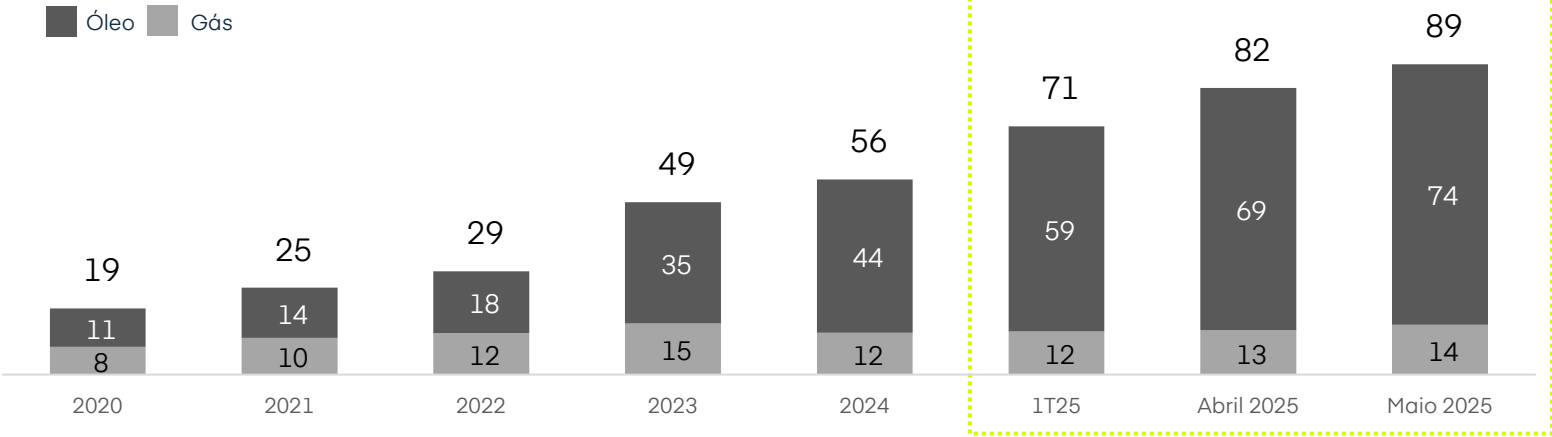
Onshore

- 1 Potiguar
- 2 Recôncavo
- Mid & Downstream infrastructure

Offshore

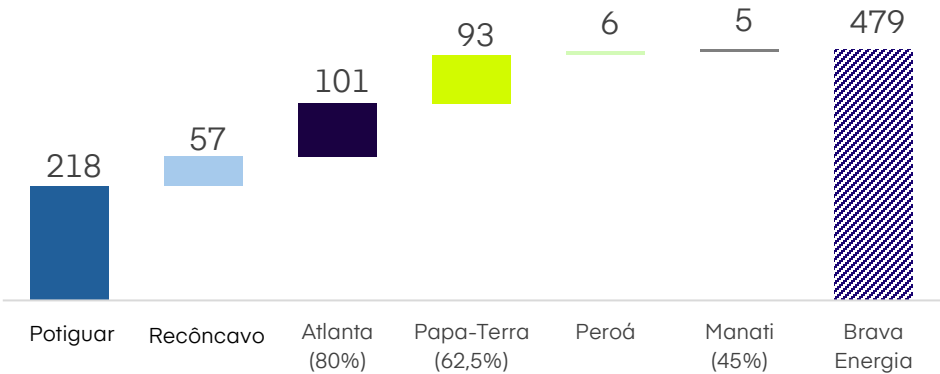
- 3 Papa Terra (62,5%)
- 4 Atlanta (80%)¹
- 5 Peroá
- 6 Pq. das Conchas (23%)²
- 7 Manati (45%)
- 8 Pescada (35%) & Ubarana

Evolução histórica da produção
(Brava WI | kboe/d)

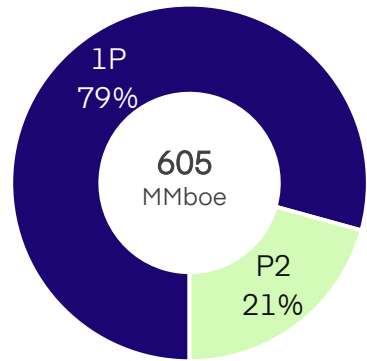


Certificação de Reservas

Reservas 1P
(Brava WI (ex BC10) | Milhões boe)

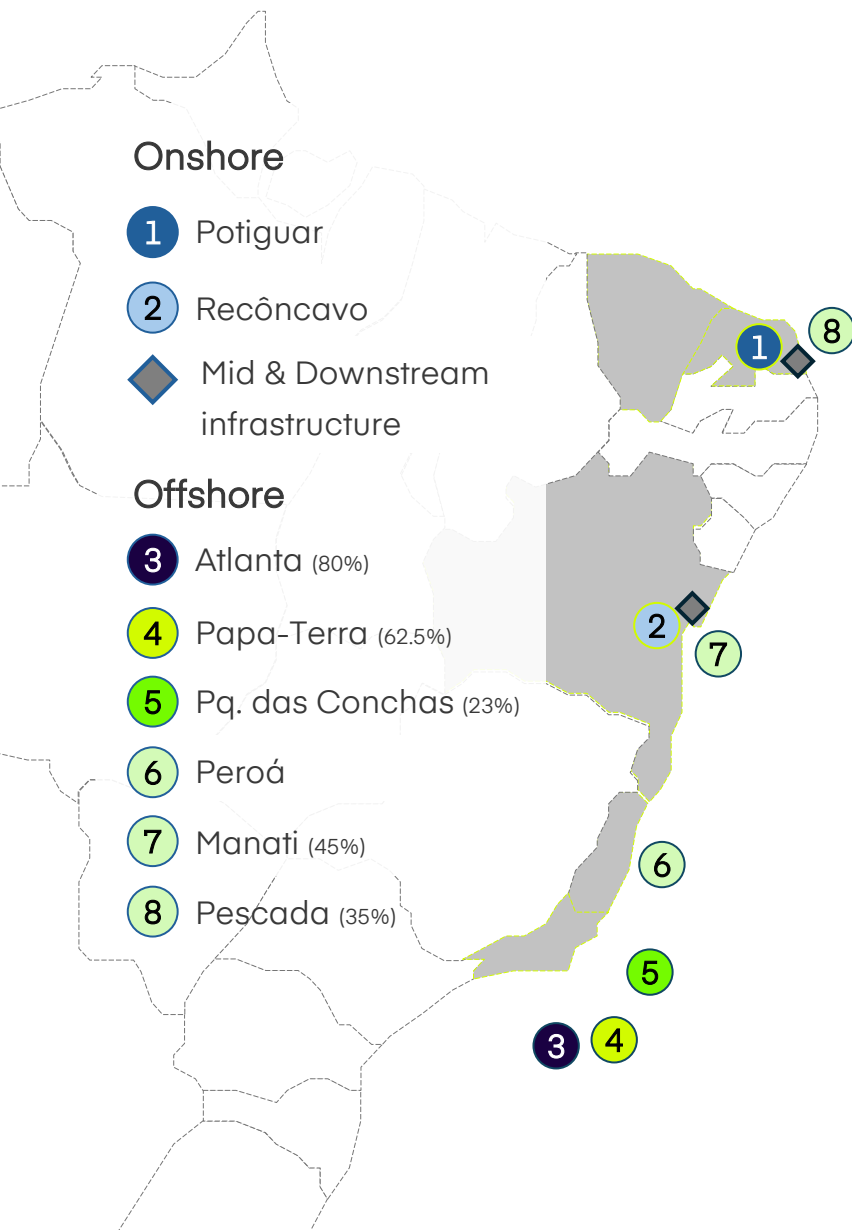


Reservas
(% | Milhões boe)



Fonte: ANP e Companhia I (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.

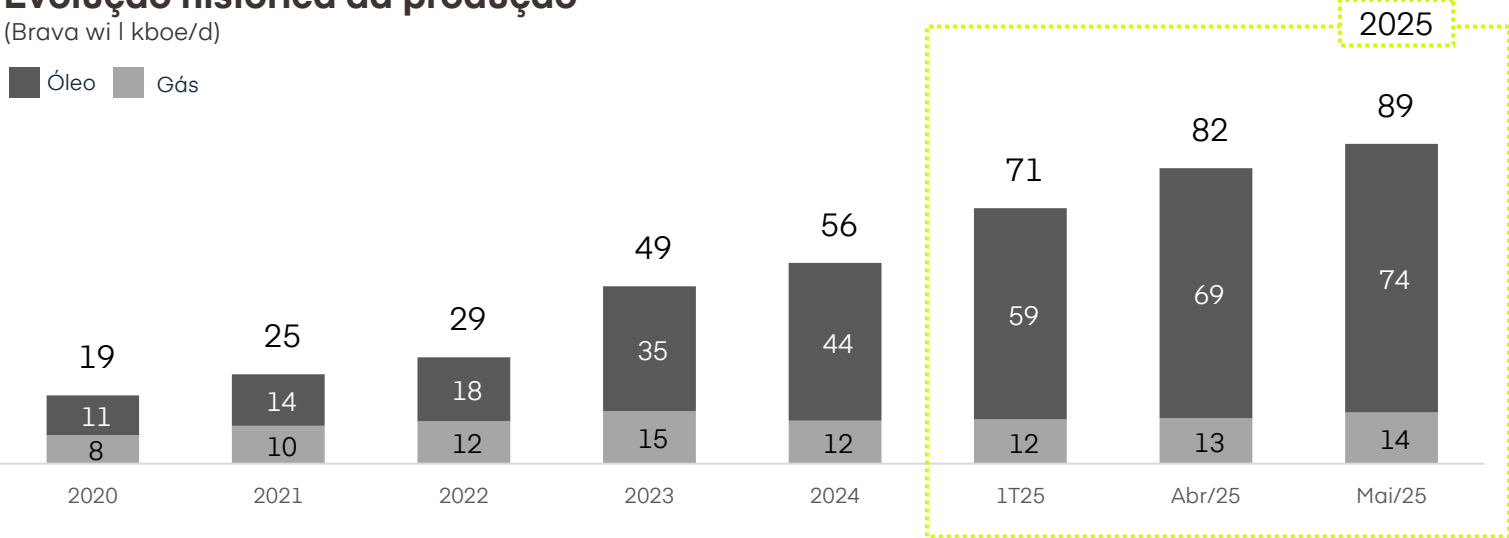
Sumário de Produção Brava



Evolução histórica da produção

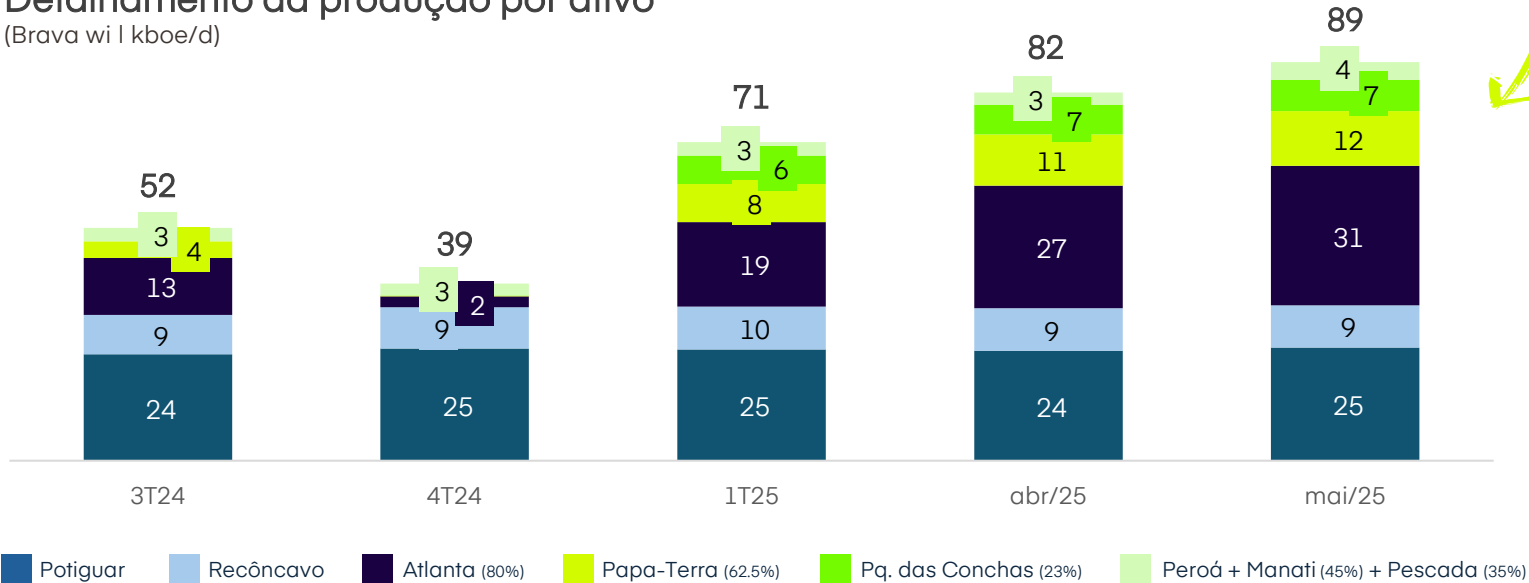
(Brava wi l kboe/d)

Óleo Gás



Detalhamento da produção por ativo

(Brava wi l kboe/d)





Décio Oddone
Diretor Presidente



Rodrigo Pizarro
Diretor Financeiro e de
Relações com Investidores



Pedro Medeiros
Diretor de Novos Negócios,
Trading e Downstream



Jorge Boeri
Diretor de Operações
Onshore



Carlos Travassos
Diretor de Operações
Offshore

Conselho de Administração



7 membros
Todos independentes

4 comitês de assessoramento:

- ✓ Comitê de Auditoria Estatutário
- ✓ Comitê de Estratégia e Financeiro
- ✓ Comitê de Pessoas
- ✓ Comitê de Sustentabilidade

Estrutura Acionária



BRAVA
BRAV3 [B]³

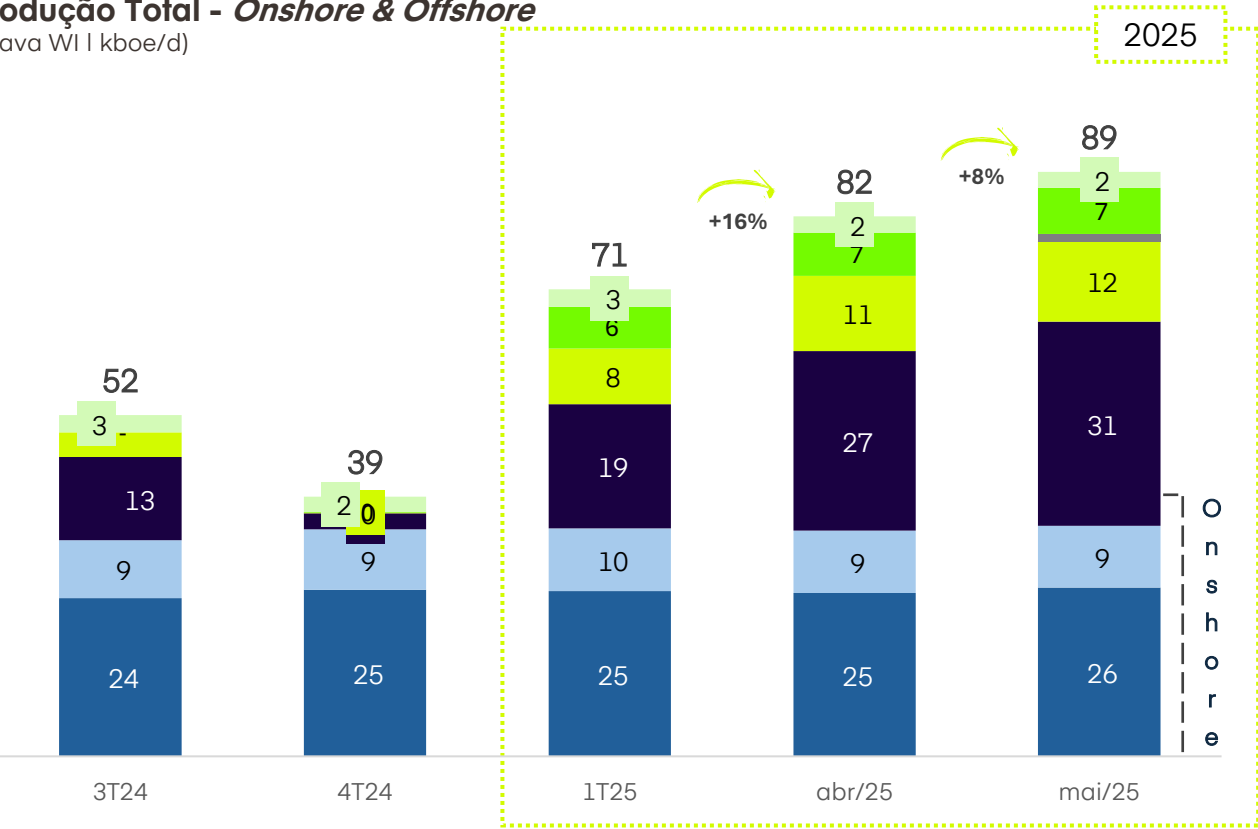
Destques Operacionais



- ✓ Produção recorde em abril/25: Resiliência *onshore* + evolução *offshore* em andamento;
- ✓ Marcos operacionais para o 2T25:
 - 2 poços (2H & 3H) serão conectados em Atlanta
 - Evolução da eficiência operacional de Papa-Terra e do segment *onshore*
 - Produção de Manati com previsão de retorno no 2T25
- ✓ Perfil de produção (e crescimento) concentrado em petróleo ➡ EBITDA mais eficiente.

Produção Total - Onshore & Offshore

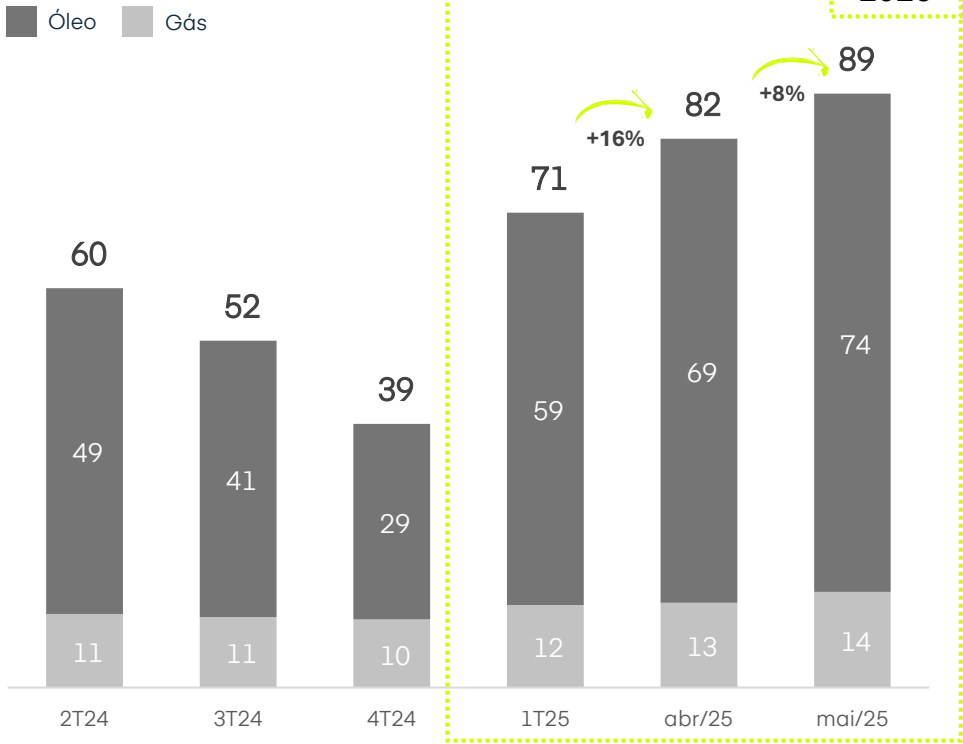
(Brava WI | kboe/d)



Potiguar Recôncavo Atlanta¹ (80%) Papa-Terra (62.5%) Pq. das Conchas² (23%) Peroá

Produção Total – Óleo & Gas

(Brava WI | kboe/d)



Fonte: ANP e Companhia I (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.

Offshore

Atlanta

Papa-Terra

Peroá

Parque das Conchas

Manati

Pescada & Ubarana



BRAVA

Offshore | Forte crescimento de produção

Atlanta: 34kboe/d (participação de 100%) em abr/25 com 4 poços, +45% vs.1T25;

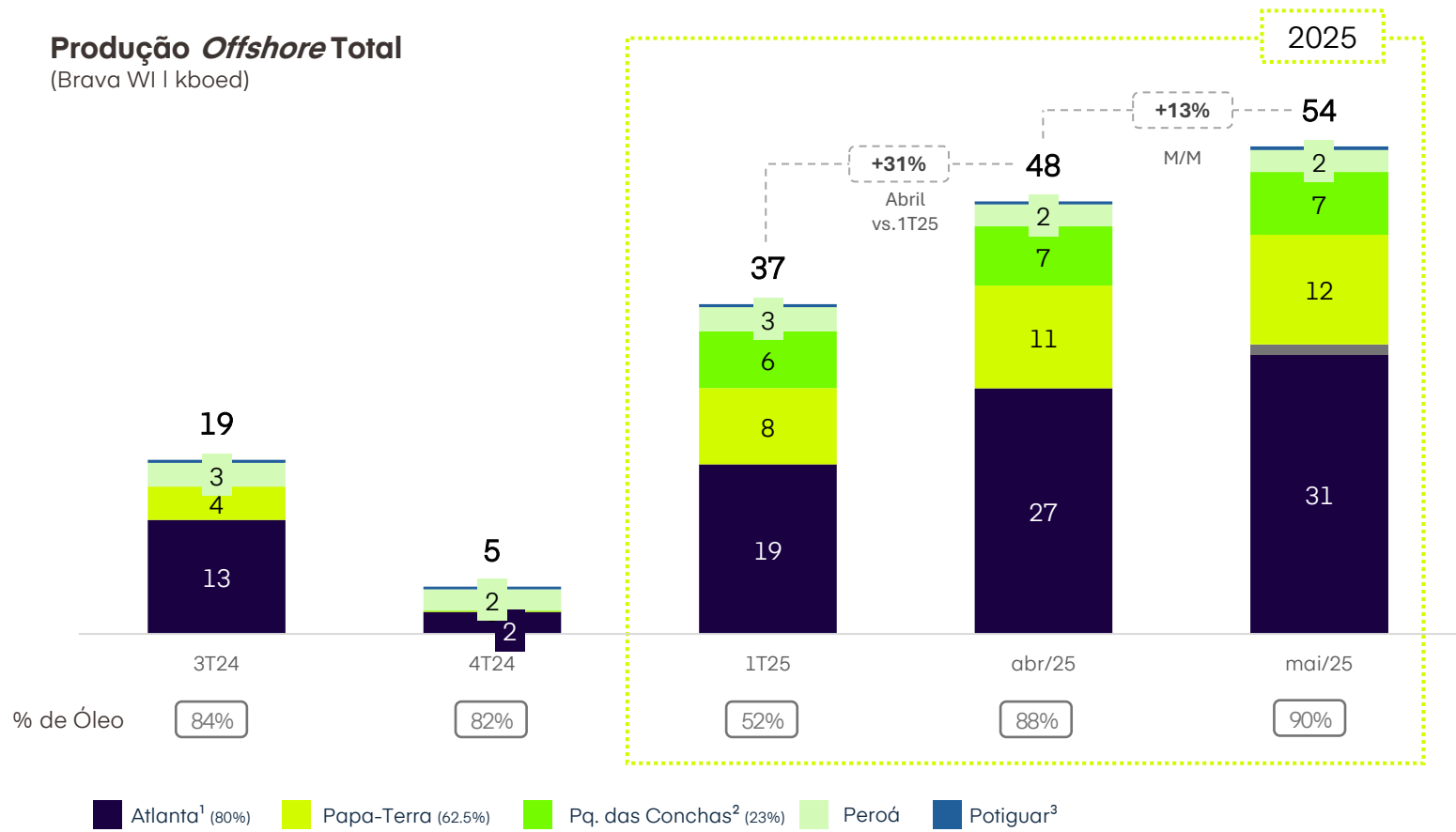
✓ Mais 2 poços serão conectados em junho/25;

Papa-Terra: 18kboe/d (participação de 100%) em abr/25, +35% vs.1T25;

✓ Poços reabertos em mar/25 após melhorias no sistema de geração de energia durante o 1T25;

Manati: produção retomada em Maio/25.

Produção Offshore Total
(Brava WI | kboed)



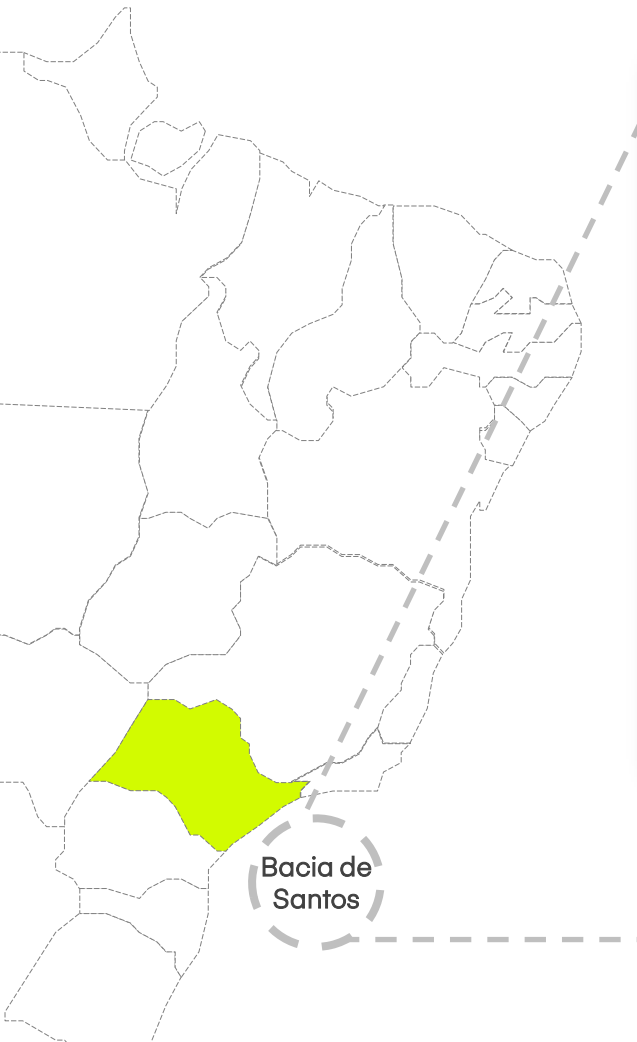
Fonte: ANP e Companhia | (1) 80% de participação operacional (WI) em Atlanta, após a venda de uma participação de 20% para a Westlawn em 26 de setembro de 2024; (2) A aquisição de Parque das Conchas foi concluída em dezembro de 2024; (3) Corresponde à participação de 35% da Companhia no Polo Pescada, que integra o Complexo Potiguar e registrou uma produção de aproximadamente 324 boe/d em abril de 2025.



Atlanta | Nova plataforma de produção em *ramp up*

BRAVA

- ✓ A BRAVA se tornou a 1ª companhia independente de óleo e gás no Brasil a desenvolver integralmente um sistema de produção de águas profundas greenfield;
- ✓ Quatro poços em operação: dois poços (6H e 7H) produzindo desde Dez/24 e dois poços (4H e 5H) produzindo desde Abr/25;
- ✓ Dois poços (2H e 3H) com potencial provado a serem conectados em Jun/25 e mais dois poços a serem perfurados com 1º óleo esperado para o 1T27.



Estrutura do Consórcio

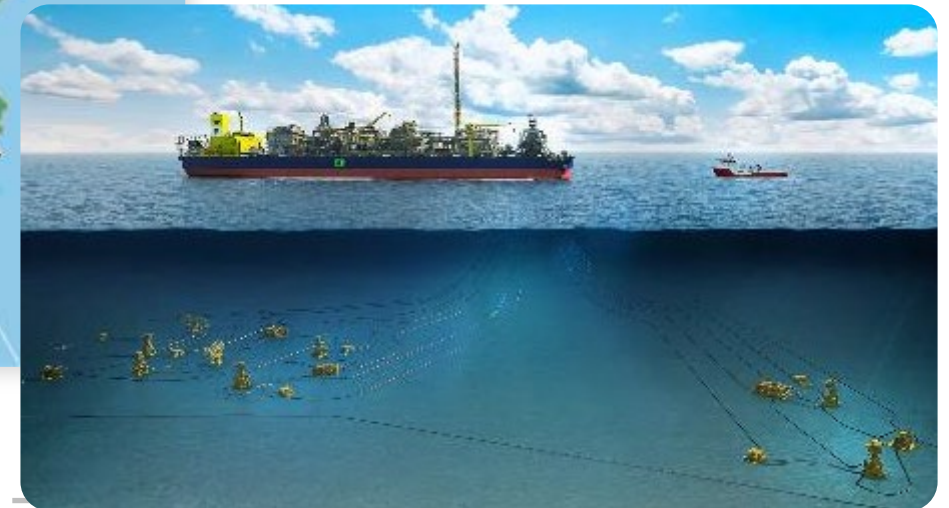
BRAVA

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

> 10

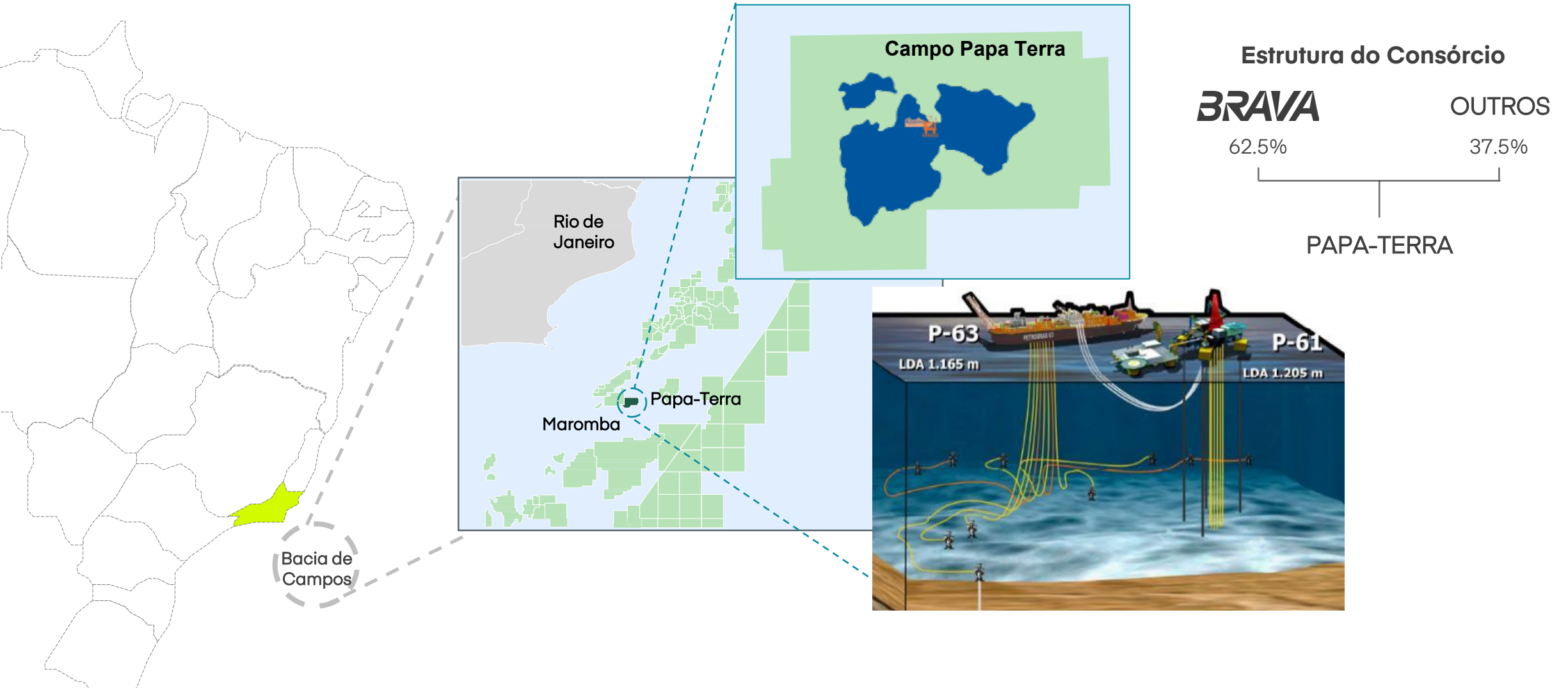
Sistema de bombeio

3 MOBOs

fase 1: 3 MPPs

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

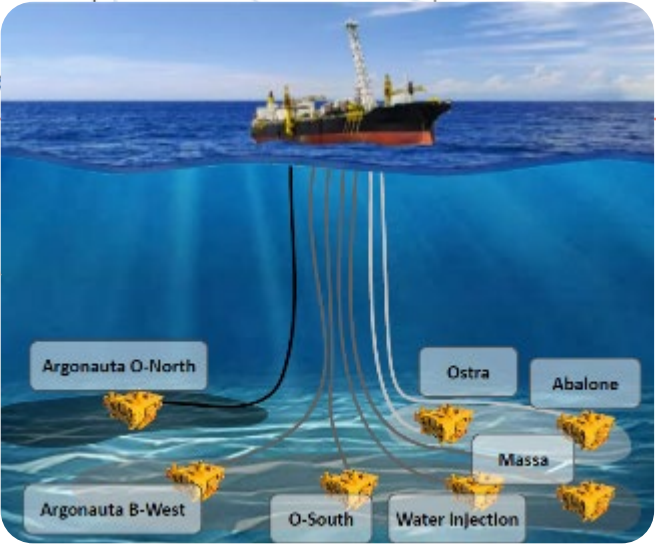
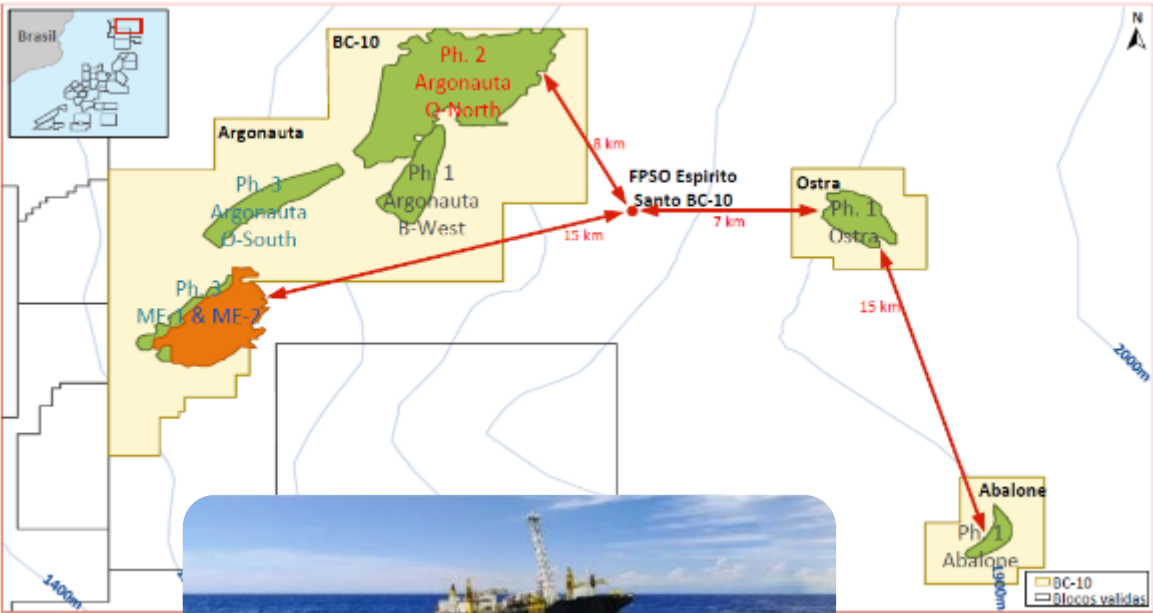
- ✓ Papa-Terra é um campo de águas-profundas localizado na Bacia de Campos, operado pela Brava desde Dez/22;
- ✓ O consórcio detém 100% dos direitos de concessão em conjunto com as instalações e equipamentos que suportam a operação, incluindo a plataforma e o FPSO.



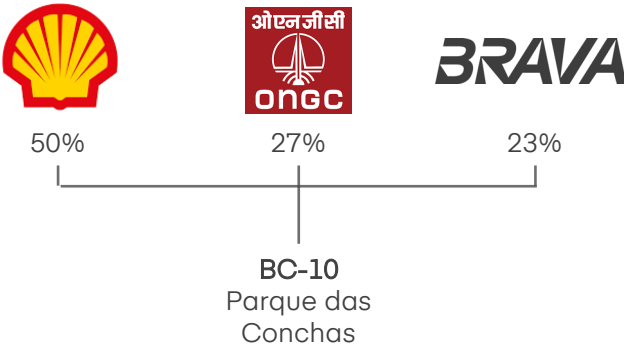
Parque das Conchas | Diversificação e crescimento



✓ Campo de petróleo pesado no Bloco BC-10, localizado na Bacia de Campos, operado pela Shell com 50% de participação;



Estrutura do Consórcio



Métricas Chave:

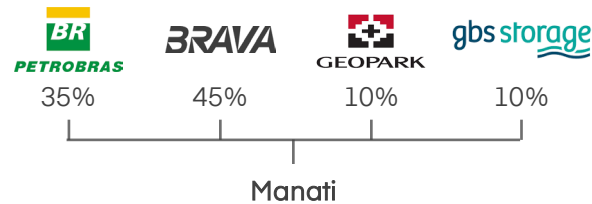
- ✓ Localizado na Bacia de Campos: ~120km da costa e ~1.800 metros de lâmina de água;
- ✓ 4 campos compostos por sete reservatórios de alta qualidade;
- ✓ Grau de API de ~13,9°
- ✓ Expiração da concessão: Dezembro de 2032;
- ✓ Capacidade de produção de 100 kboe/dia.

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, que 35% de participação, sendo a Brava a maior participante do consórcio com 45% de participação;
- ✓ Manati produz ~10,6 mil barris de óleo equivalente ou ~1.700 km³ por dia nos últimos 12 meses de operação (de Abril/23 a Março/24).

Estrutura do Consórcio

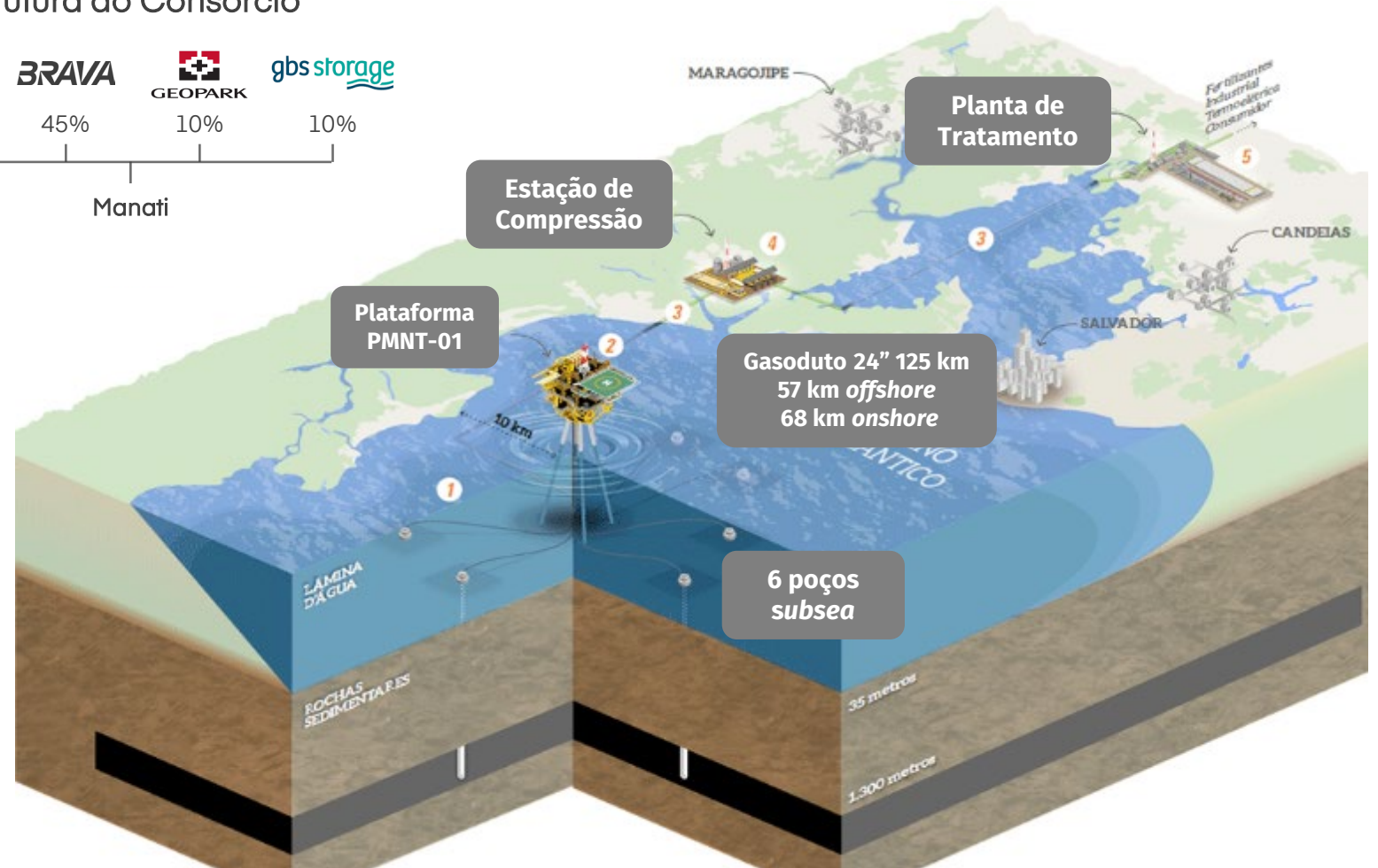


Compressão

Capacidade: 6 Mm³/d | Potência: 28 kHP

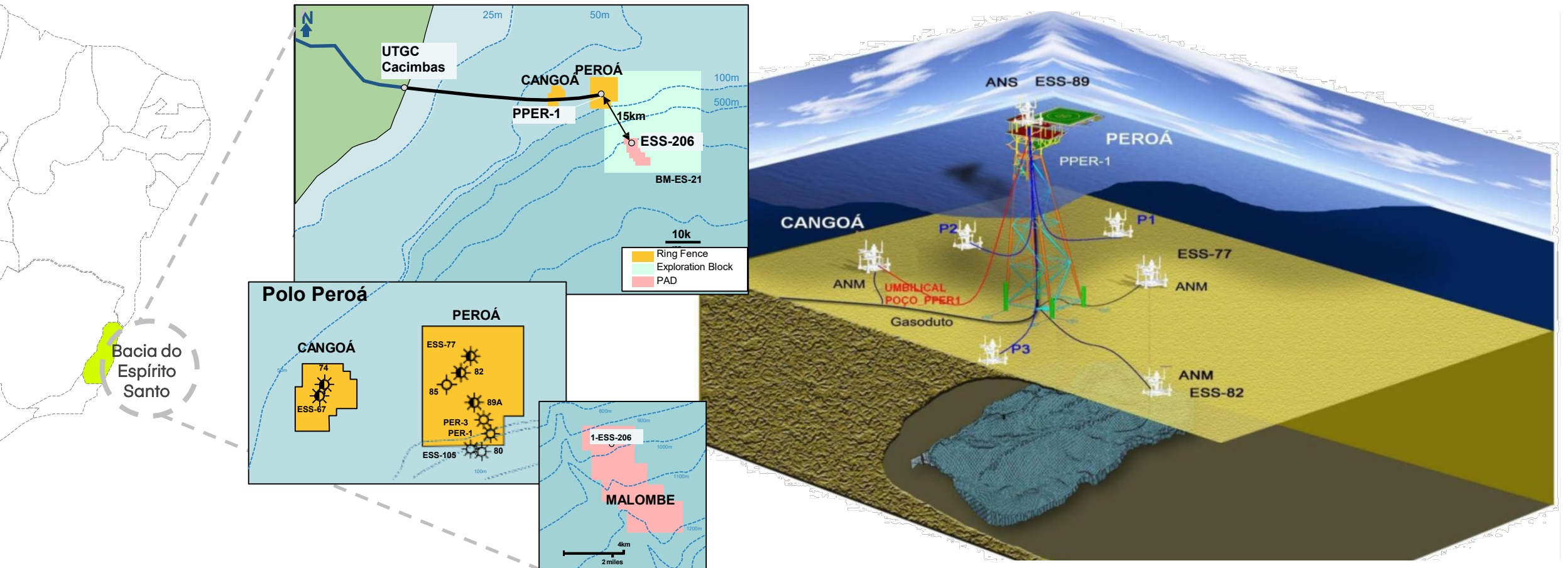


Tratamento



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

- ✓ O Polo Peroá está localizado na Bacia do Espírito Santos 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 uma pico de produção de 2,5MM m³/dia de gás estimado pelo antigo operador.



Onshore & Mid/Downstream

Potiguar
Recôncavo

BRAVA

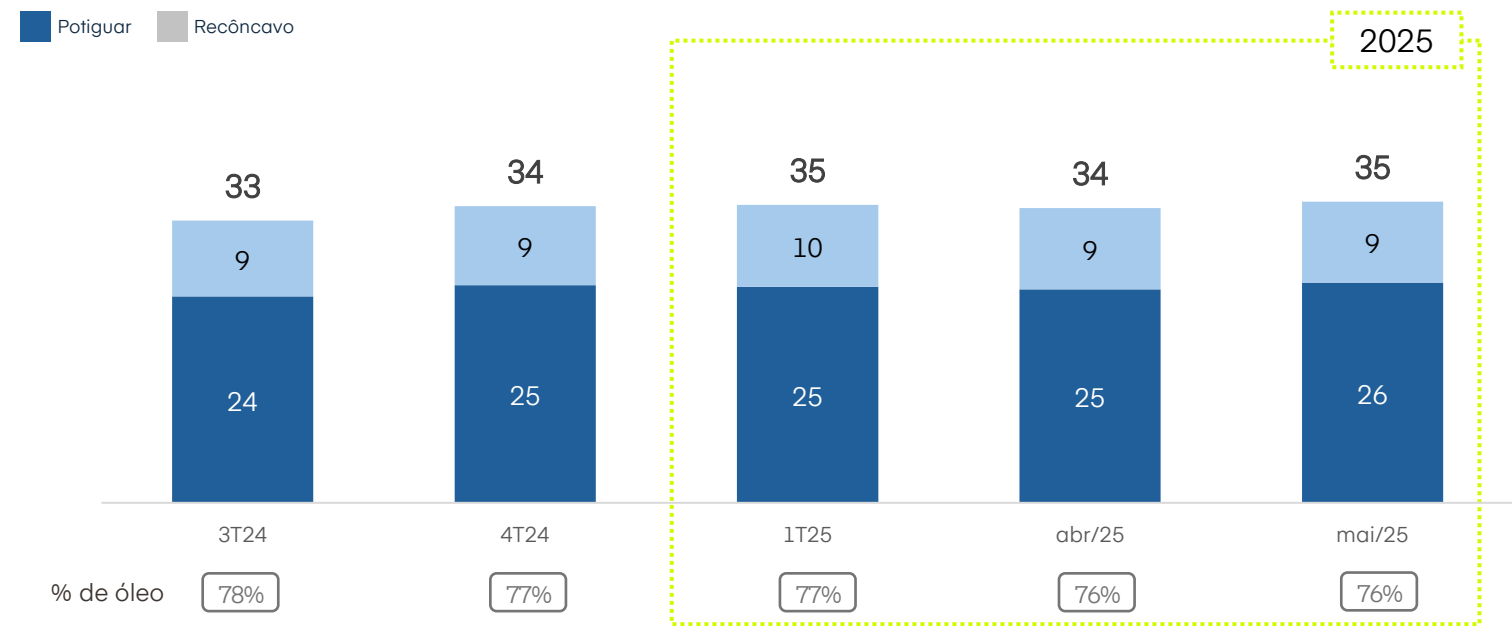
Onshore | Foco em eficiência Operacional



- ✓ Expansão da capacidade de injeção de vapor para apoiar o crescimento da produção durante 2025;
- ✓ Bahia expandindo produção de gás natural (melhor trimestre desde 3T24);
- ✓ Racionalização das operações com redução do número de sondas *onshore* de 24 para 18 no 1T25 (e 8 no 3T25);
- ✓ Início de novos pilotos de melhora na recuperação de óleo (com CAPEX mínimo) em campos de petróleo em Potiguar.

Produção Onshore

(Brava WI | kboed)



Redução de capex e otimização da eficiência das sondas



❖ Plano de eficiência *onshore* em andamento

- ✓ Capex: foco em projetos de maior retorno
- ✓ Otimização 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 Gás 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 petróleo pesado:

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

Operação do Complexo Potiguar

BRAVA

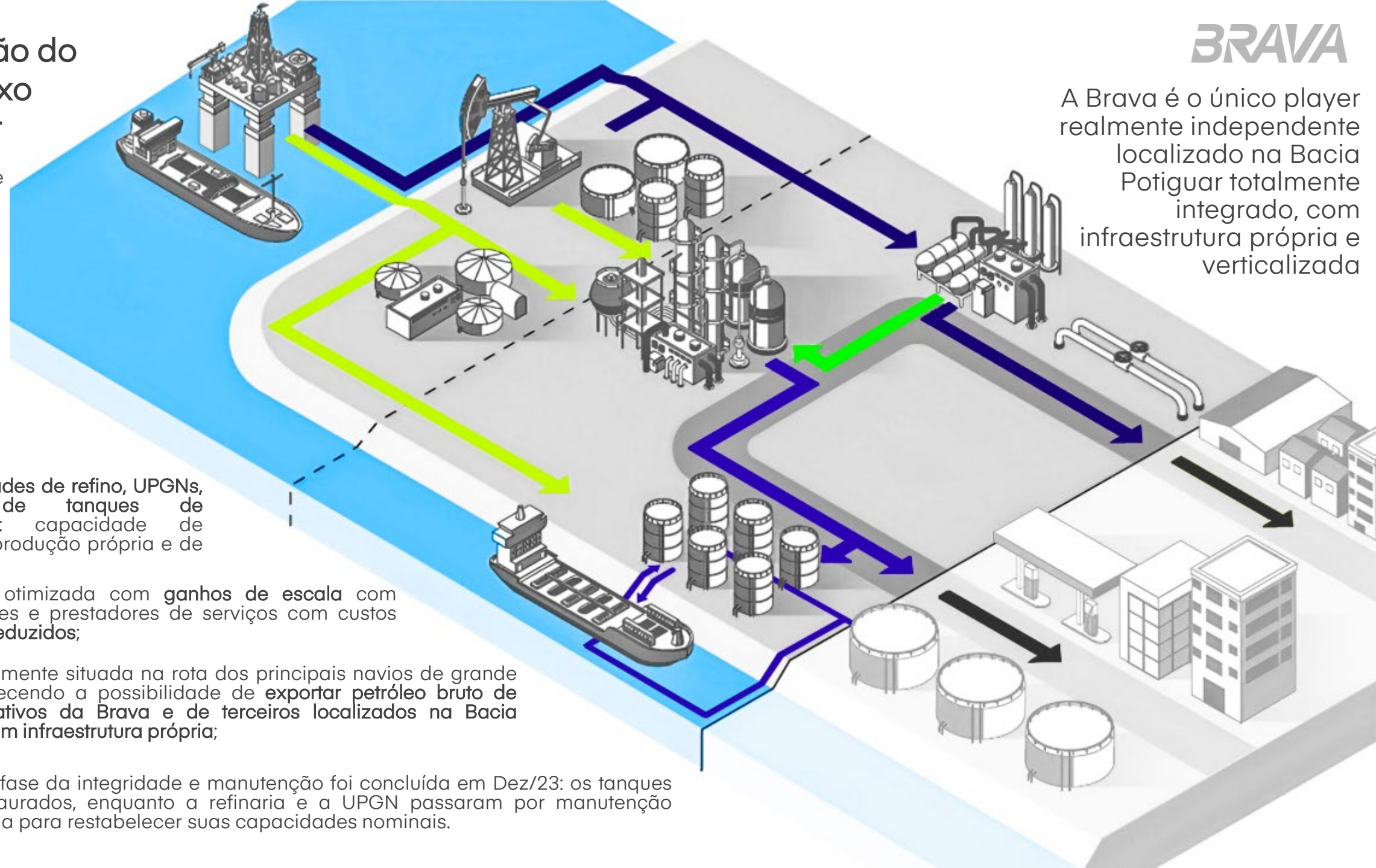
A Brava é o único player realmente independente localizado na Bacia Potiguar totalmente integrado, com infraestrutura própria e verticalizada

Capacidade de Estocagem:
>2,0 MM bbl

Capacidade de Refino:
40 kboepd

Capacidade UPGN:
1.5 MMm³/d

- ✓ 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.

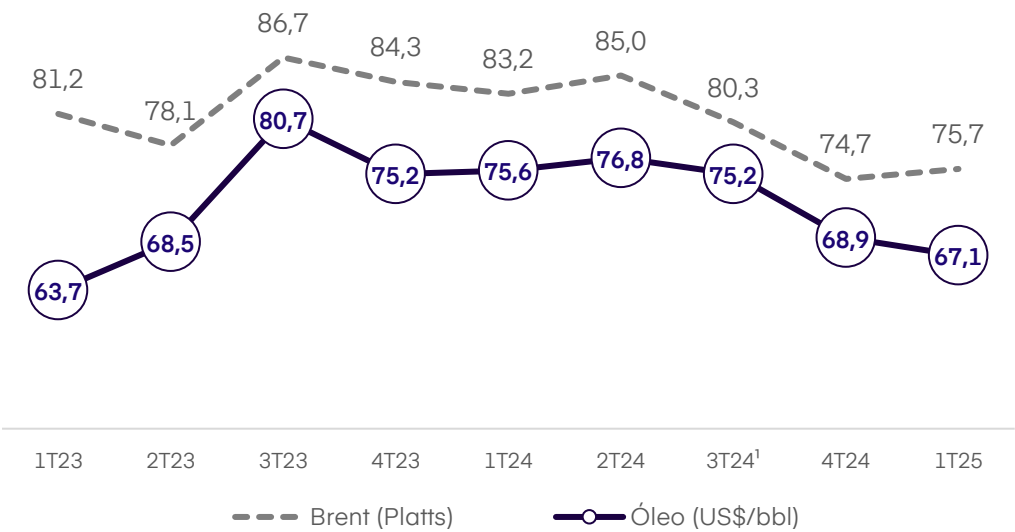


Destques Comerciais no 1T25

- ✓ Offload recorde de 970 kbbls em Atlanta;
- ✓ Primeiras operações de *co-loading* entre Atlanta e Parque das Conchas atendendo mercados de óleo combustível com baixo teor de enxofre;
- ✓ Reestruturação da comercialização de óleo combustível de Papa Terra, Parque das Conchas e Potiguar;
- ✓ Novo contrato de 2 anos para compra de petróleo bruto de outros produtores da Bacia Potiguar: melhores spreads de Brent para Brava (+25%) e compartilhamento de margem de derivados.

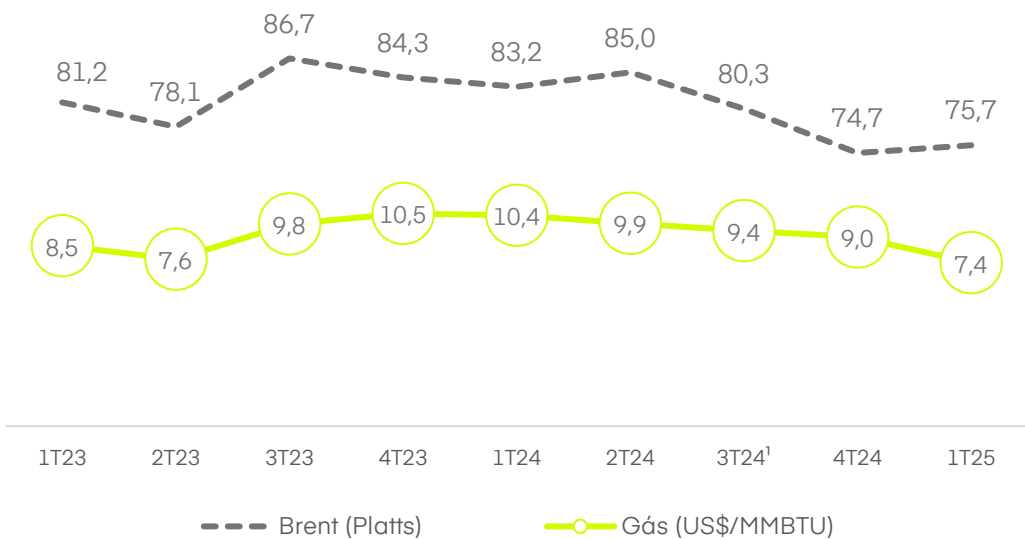
Spreads de óleo

Preço médio do Brent vs. Preços médios realizados de óleo



Spreads de 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 27/09/2024 inclusive, e do Campo de Manati. Na comparação histórica, considera apenas os dados do 3R. (2) Não considera a venda de gás intercompanhia.

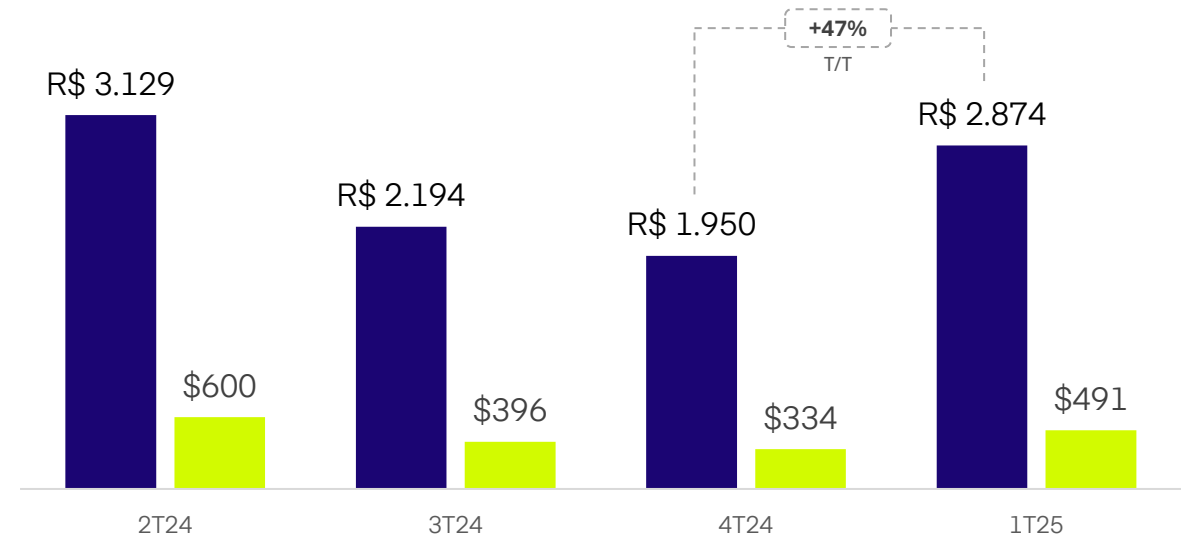
A photograph of three workers in a power plant, seen from behind. They are wearing white hard hats and large green and red earmuffs. They are wearing high-visibility yellow-green jackets with reflective silver stripes. The jacket in the foreground has the 'BRAVA energia' logo on the back. The background shows industrial equipment and pipes.

BRAVA

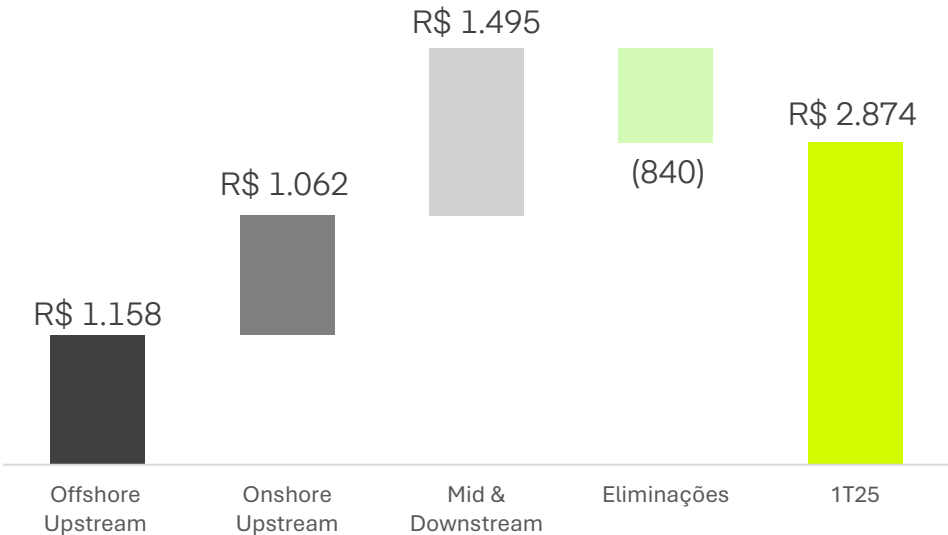
Destques Financeiros do 1T25

Resultado trimestral
(R\$MM & US\$MM)

R\$ US\$

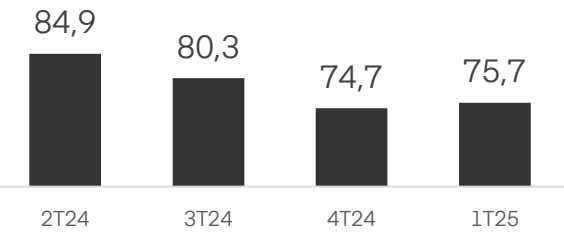


1T25 | Breakdown da Receita Líquida
(R\$MM)

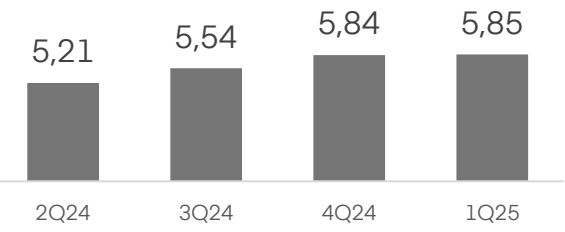


Aspectos Macroeconômicos

Preço médio de Brent (US\$)



Câmbio Médio | BRL/US\$



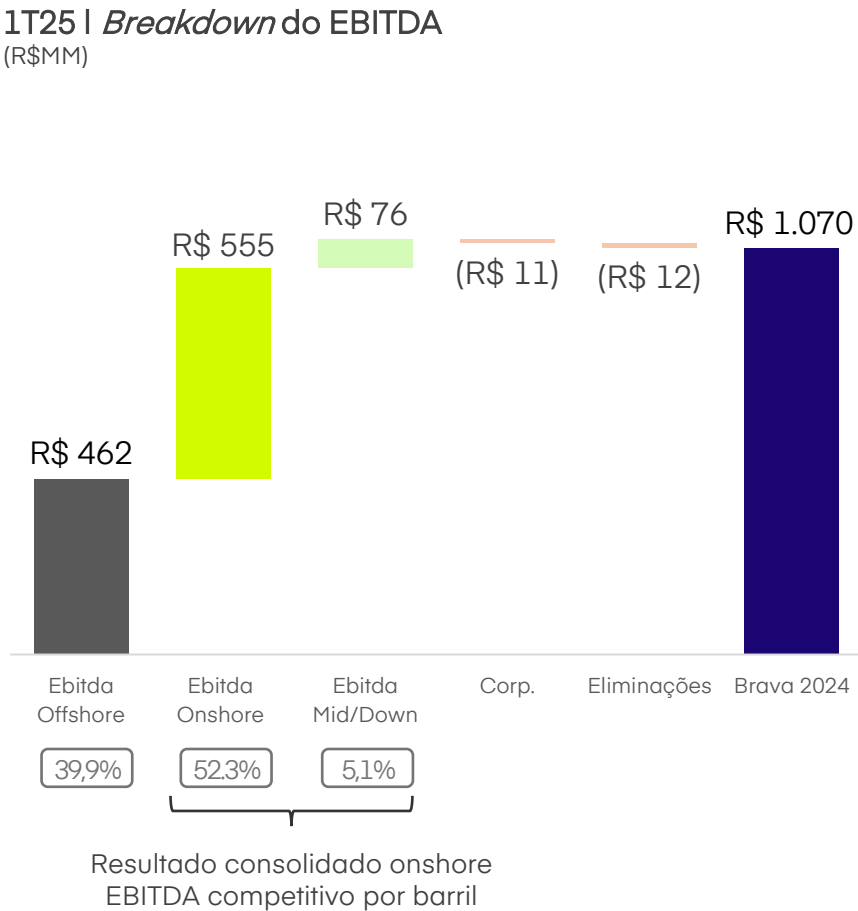
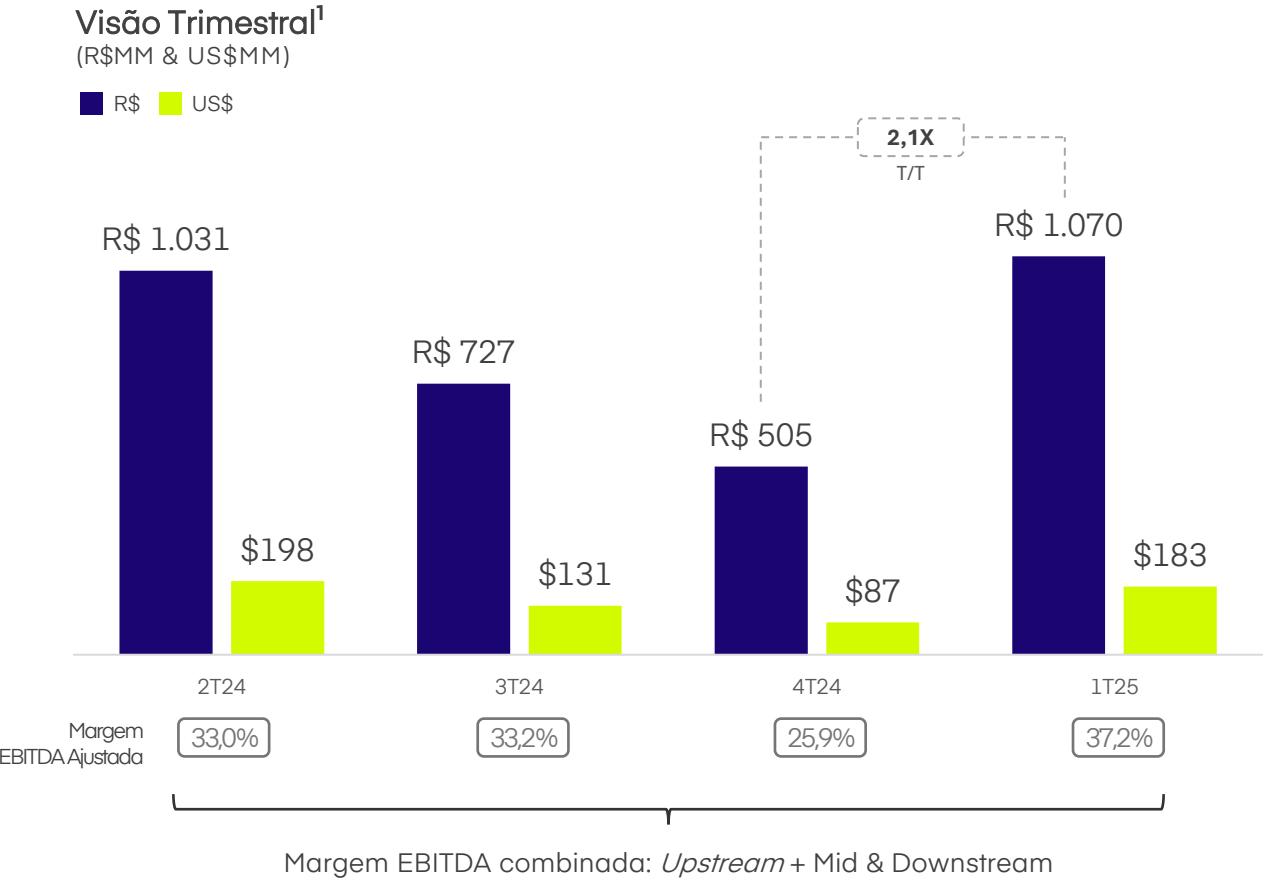
Maior receita líquida no 1T25 devido ao aumento da produção offshore nos campos de Atlanta e Papa-Terra

EBITDA Ajustado 1T25¹ | Aumento da eficiência e da produção



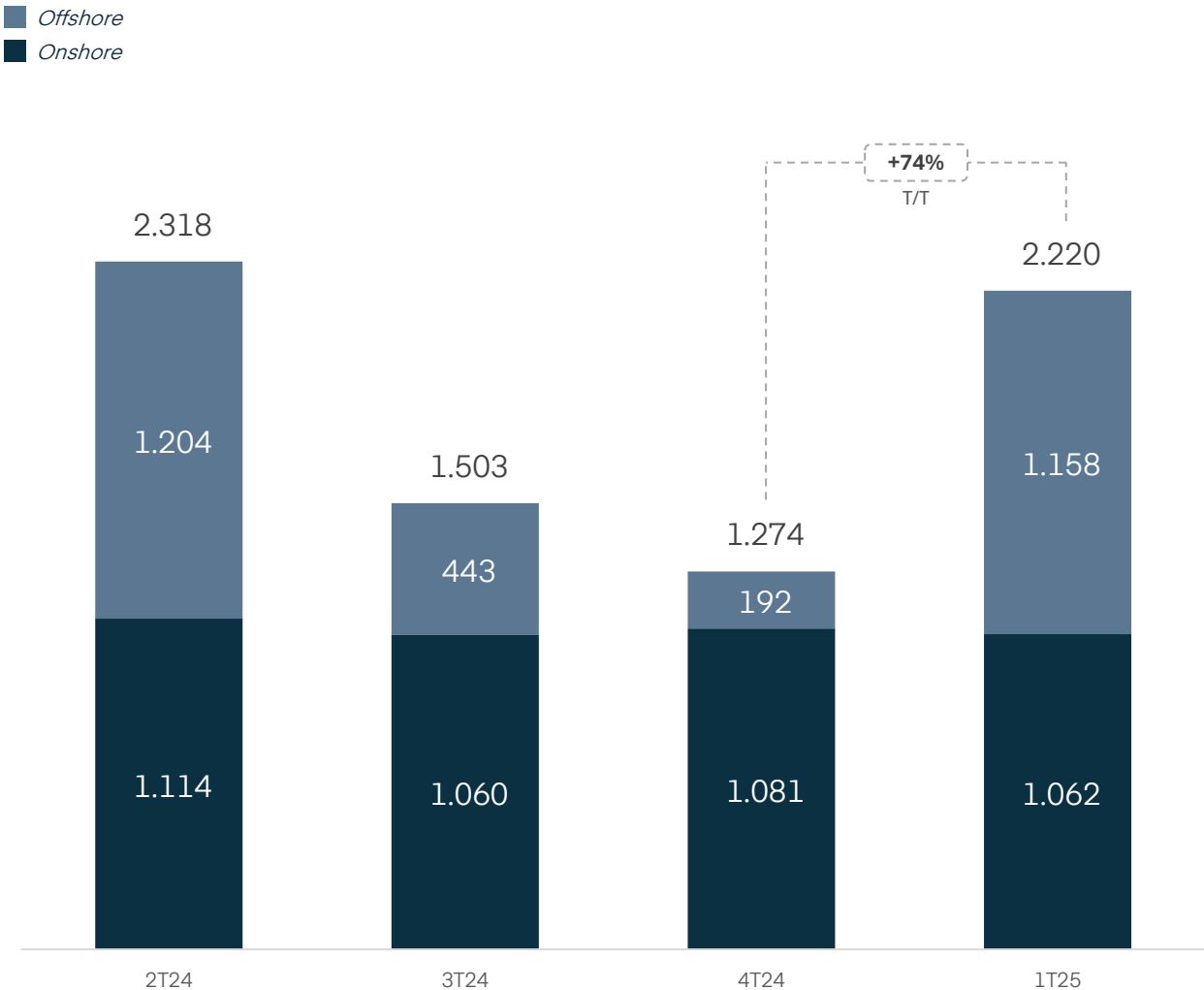
EBITDA ajustado total de R\$ 1,1 bilhão, 2,1x T/T: +11,3 p.p. atingindo margem de 37,2%:

- ✓ Margem *upstream* em 46% devido à maior participação do segmento *Offshore* T/T;
- ✓ EBITDA competitivo por barril no segmento *onshore* LatAm¹: US\$ 35/boe no 1T25 com margem de 52%;
- ✓ EBITDA Ajustado *Offshore* de R\$ 462 MM, margem de 40%, ainda não refletindo o potencial do segmento operando em plena capacidade.

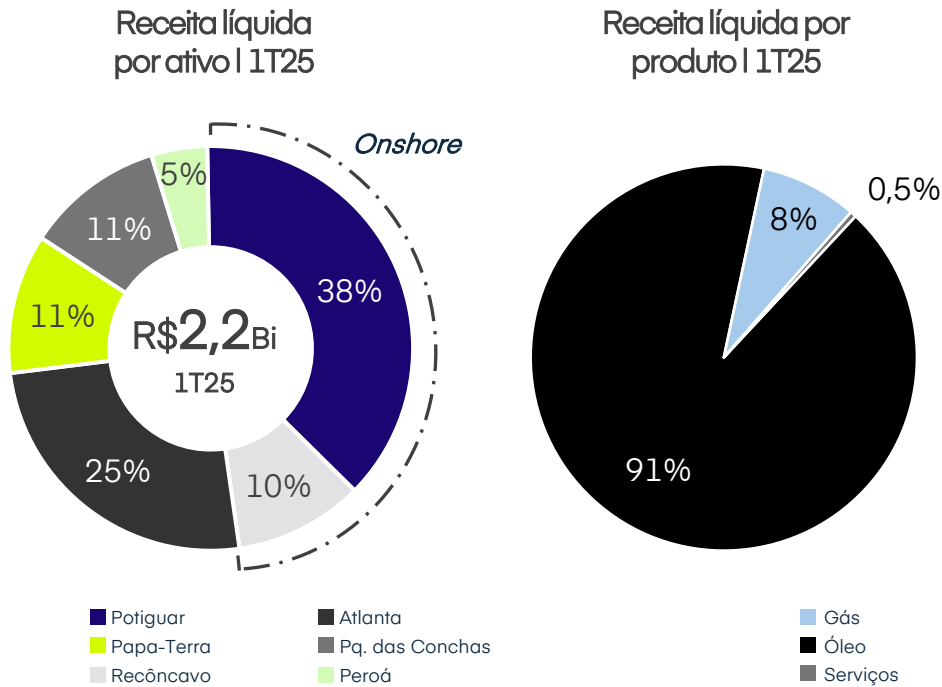


Nota: O segmento onshore consolida os resultados onshore Upstream + Mid & Downstream.

Resultado histórico trimestral
Onshore vs. Offshore
(R\$MM)



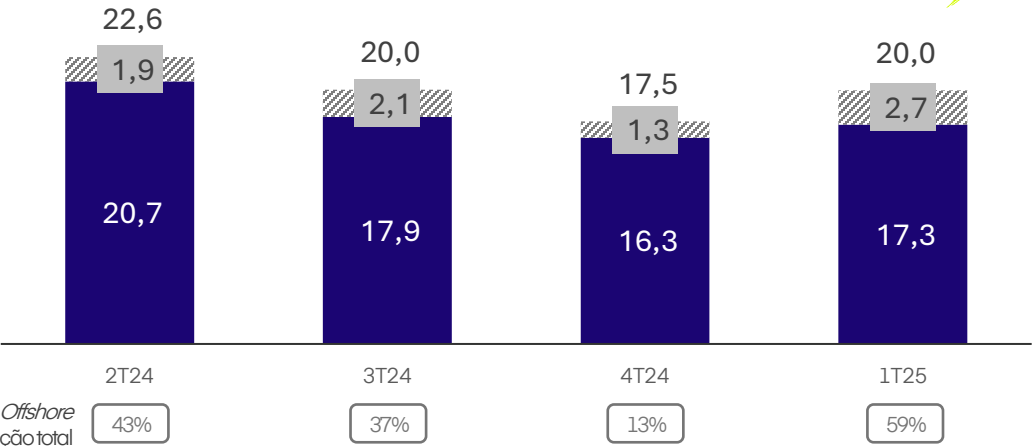
Magnitude offshore: segmento respondeu por mais de 50% das receitas *upstream* com Atlanta e Papa-Terra ainda em expansão durante 1T25.



Lifting Cost Brava

(US\$ / boe)

 Custo de afretamento



Maior proporção de portfólio offshore (QoQ) e ainda não refletindo a capacidade offshore total (onde os custos operacionais são em grande parte fixos);

➤ **Onshore:** Recôncavo apresentou custo recorde desde a aquisição (~14,5 US\$/boe), enquanto Potiguar teve um QoQ estável;

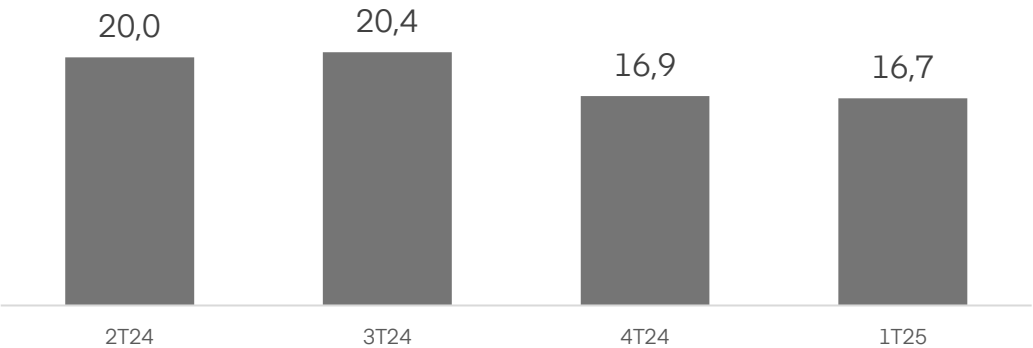
➤ **Offshore:** Papa-Terra e Atlanta em evolução no 1Q25;

➤ A produção de abril foi 35% e 45% maior em Papa-Terra e Atlanta, respectivamente, quando comparada aos números do 1T25

Detalhamento por segmento

Lifting Cost Onshore

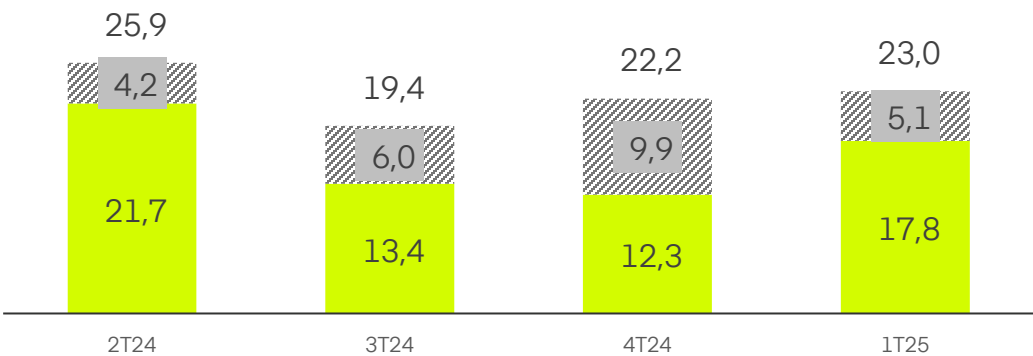
(US\$ / boe)



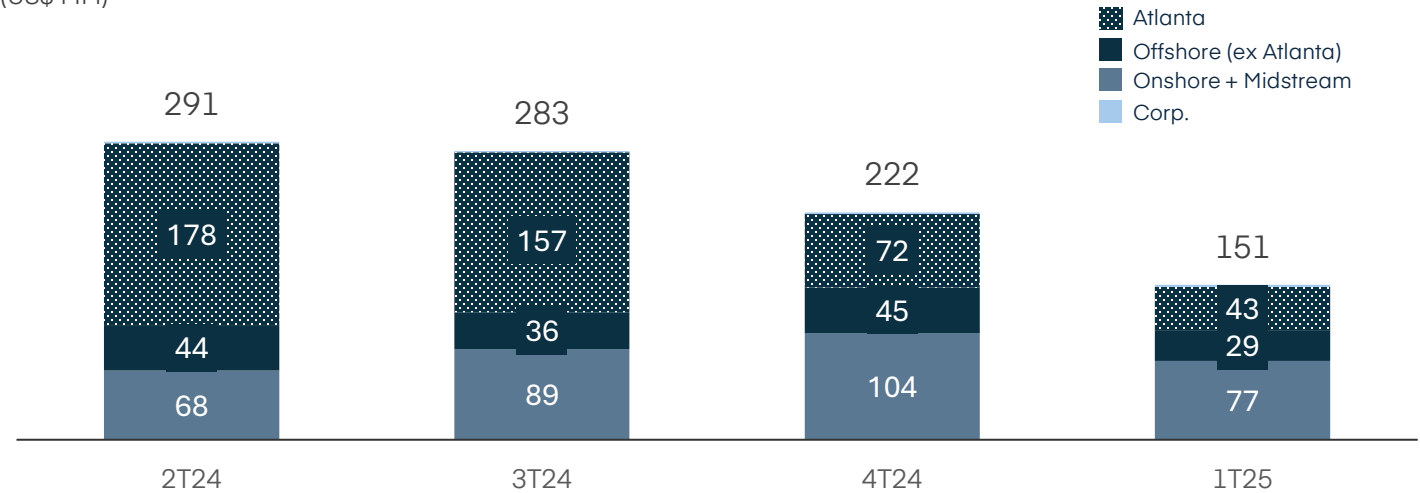
Lifting Cost Offshore

(US\$ / boe)

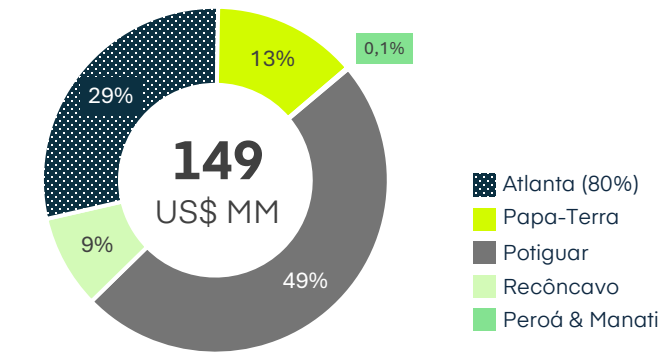
 Custo de afretamento



Evolução trimestral
(US\$ MM)

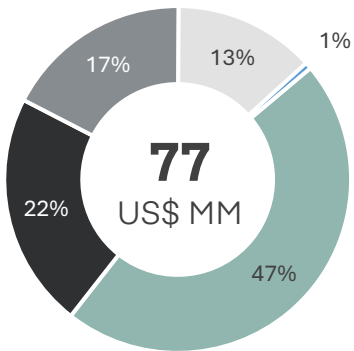


Upstream + Mid&Down
Capex breakdown 1T25 (%)

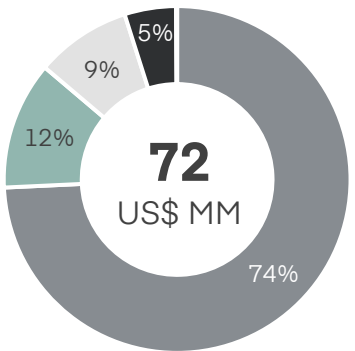


- ✓ 46% do Capex Proforma em 2023 e 2024 foi vinculado ao projeto de Atlanta (novos poços, sistemas submarinos, bombas e conexões ao novo FPSO);
- ✓ Otimização de sondas *onshore*: de 19 no final de 2024 para 13 no 1T25 e previsão para terminar o 3T25 com 8 sondas.

Onshore + Midstream 1T25 (%)



Offshore 1T25 (%)

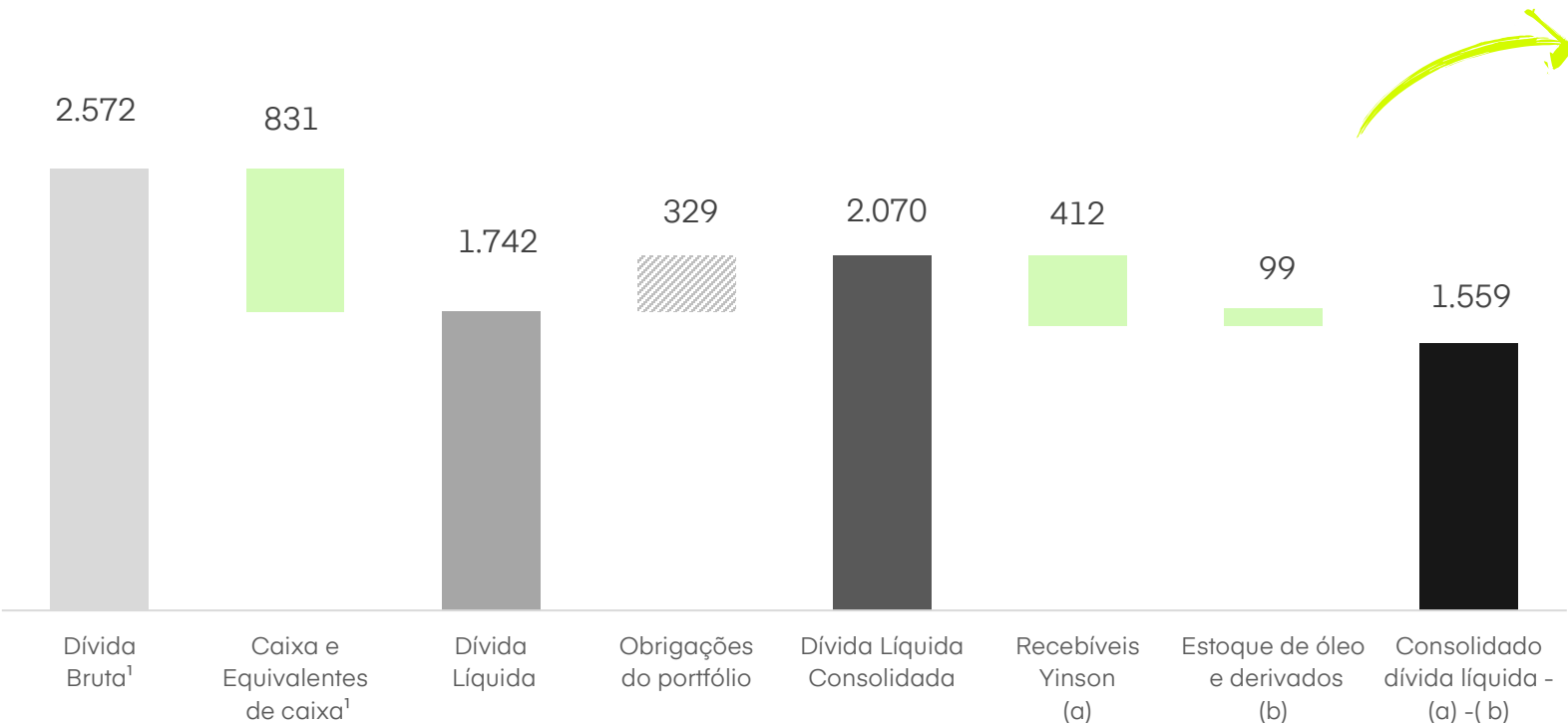


Redução na alocação de Capex nos próximos trimestres

Estrutura de Capital

- ✓ O 1T25 terminou com robusta liquidez: US\$ 831 milhões de caixa e equivalentes + US\$ 99 milhões em estoques de petróleo e derivados + US\$ 412 milhões em contas a receber³;
- ✓ Amortização líquida de US\$ 98 milhões em dívidas (considerando pré-pagamento de dívidas, emissão de dívida e pagamento de *earnout* de aquisição à Petrobras);
- ✓ Dívida líquida/EBITDA: 3,37x considerando o EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses² (ou <3,0x anualizando o EBITDA Ajustado do 1T25).

Endividamento e posição de caixa | final do 1T25
(US\$ MM)

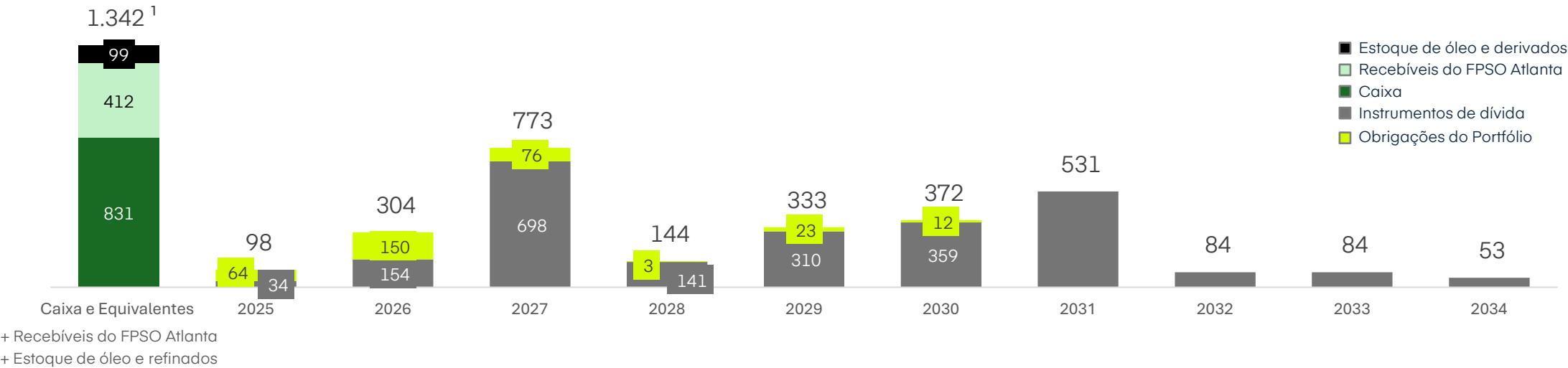


A Brava está pronta para desalavancar em 2025, com suporte de:

- ✓ Aumento contínuo de produção (Manati e mais 2 poços em Atlanta);
- ✓ Redução de G&A e *lifting costs*;
- ✓ Redução no ritmo de CAPEX (a maior parte dos investimentos esperados está relacionada a poços, que podem ser gerenciados de acordo com o cenário do Brent);
- ✓ Monetização dos recebíveis da Yinson.

Nota: (1) O valor de caixa e equivalentes considera os saldos de aplicações financeiras, caixa restrito e exclui o investimento financeiro em TRS da 3R Lux no valor de US\$ 507,9 milhões. (2) A conversão para dólares utiliza as taxas de câmbio vigentes nas datas das transações, equivalentes às taxas de câmbio médias históricas de cada trimestre durante o período de cálculo do EBITDA, conforme metodologia descrita na página 26 do Release do 1T25. (3) US\$ 412 a receber está atrelado ao FPSO Atlanta (Yinson).

Perfil de Amortização da Dívida vs. Caixa | final do 1T25
(US\$ MM)



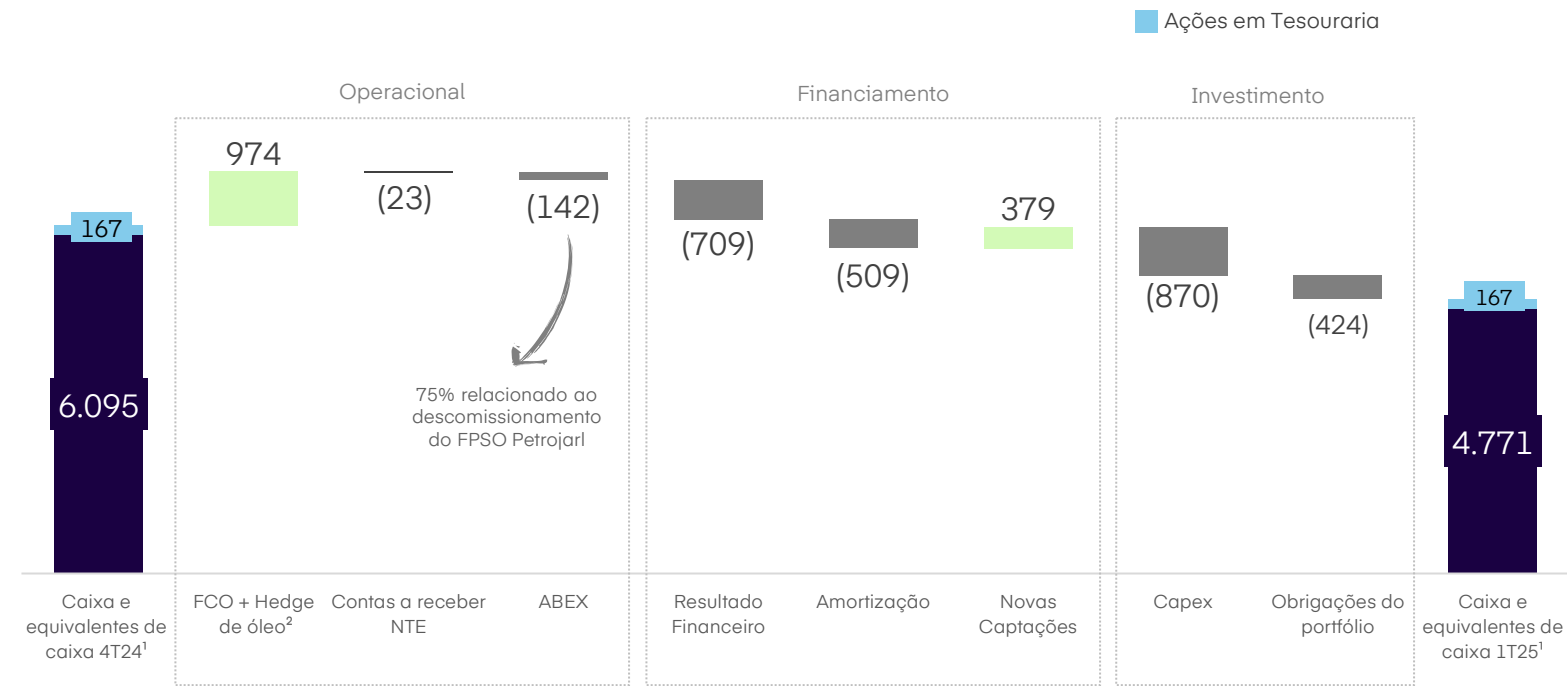
Obrigações do Portfólio
(US\$ MM)

Ativos	2T25	3T25	4T25	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Em milhões de dólares									
Peroá (WI 100%)	-	16	-	28	-	-	-	-	44
Papa Terra (WI 62,5%)	18	-	-	21	8	3	23	12	85
Potiguar	-	-	-	74	68	-	-	-	142
Parque das Conchas (WI 23%)	-	-	30	27	-	-	-	-	57
Total de Pagamentos	18	16	30	150	76	3	23	12	329
Contingente	18	16	-	50	8	3	23	12	130
Diferido	-	-	30	101	68	-	-	-	199

- ✓ 2ª parcela diferida do Polo Potiguar paga no 1T25;
- ✓ Duração média dos instrumentos de dívida: 4,1 anos;
- ✓ Custo médio da dívida (considerando obrigações) < 9% em dólar;
- ✓ Fim do lock-up de dívidas: ~US\$ 610 milhões podem ser refinanciados em 2025;
- ✓ Pagamentos contingentes em Papa-Terra (US\$ 85 milhões): a média móvel de 12 meses de brent superar US\$ 55/barril é uma das condições para efetivação do pagamento.

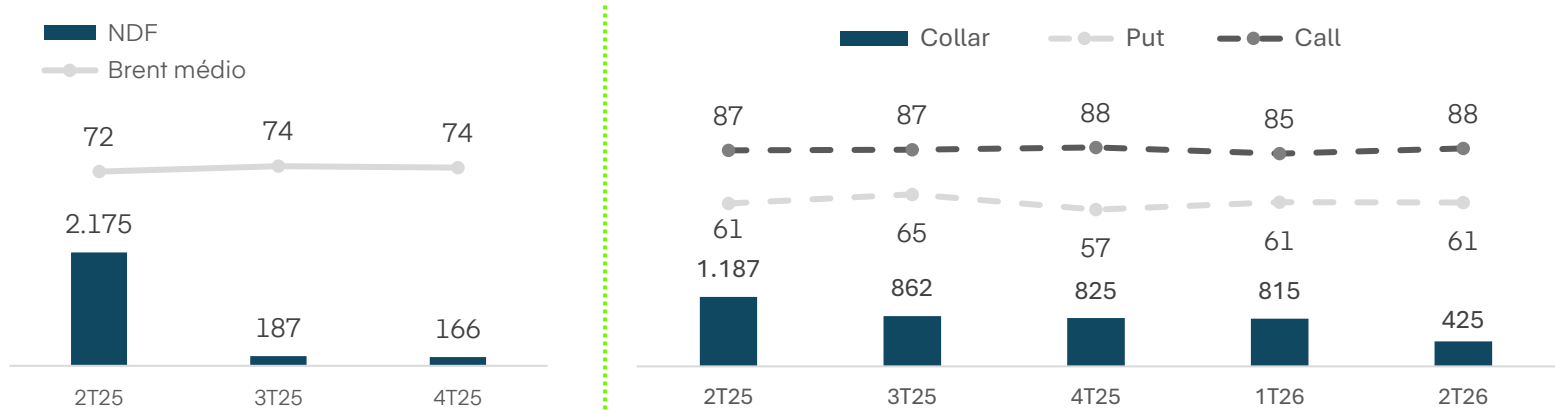
Nota: (1) O valor de caixa e equivalentes considera os saldos de aplicações financeiras, caixa restrito e exclui o investimento financeiro em TRS da 3R Lux no valor de US\$ 507,9 milhões. (2) A conversão para dólares utiliza as taxas de câmbio vigentes nas datas das transações, equivalentes às taxas de câmbio médias históricas de cada trimestre durante o período de cálculo do EBITDA, conforme metodologia descrita na página 26 do Release do 1T25. (3) US\$ 412 a receber está atrelado ao FPSO Atlanta (Yinson).

Fluxo de Caixa 1T25 (R\$ MM)



- ✓ O fluxo de caixa operacional atingiu R\$ 974 milhões, impulsionado pela evolução da produção no segmento Offshore.
- ✓ O CAPEX foi 40% mais baixo no 1T25 vs. 4T24 à medida que converge para um patamar recorrente após o pico de implantação dos projetos
- ✓ Contas a Receber da NTE cresceu R\$23 MM no 1T25 (crédito total de R\$ 549MM)

Posição de Hedge



Forte proteção contra possível volatilidade no 2T & 3T25

NDF: horizonte de 9 meses

- ✓ 2,5 milhões de barris cobertos
- ✓ Preço do Brent médio de US\$ 72,2/bbl

Collar (zero cost): horizonte de 15 meses

- ✓ 4,1 milhões de barris protegidos
- ✓ Hedge entre US\$ 61,0 e US\$ 86,9/bbl

Próximos passos para 2025

BRAVA

Mudança de foco: de implementação de projetos para a operação eficiente

- ✓ Manati: Produção será retomada até maio;
- ✓ Atlanta: 2 poços serão interligados até junho;
- ✓ Potiguar: melhorar a produtividade dos campos de petróleo pesado ao longo de 2025;
- ✓ Escala de produção para suportar a diluição do OPEX em 2025.



Maior escala de produção + eficiência de custos para suportar desalavancagem:

- ✓ Desalavancar mesmo em cenários desafiadores de Brent: alta eficiência operacional (ponto de equilíbrio do EBITDA abaixo de US\$ 30/barril) e flexibilidade para reduzir investimentos;
- ✓ Foco na maximização do fluxo de caixa livre por barril e suporte à desalavancagem;
- ✓ Gestão de passivos de US\$ 610 milhões a ser executada no médio prazo.

