

# BRAVA

BRAV3 | Apresentação de Resultados | 4T24



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.

A Companhia divulga no seu site de Relações com Investidores os relatórios de certificações de reservas, elaboradas por empresas independentes especializadas. Projeções de produção, reservas e fluxo de caixa futuro contidos nas certificações são indicativos do potencial de cada ativo e não representam necessariamente as projeções da Companhia para o seu portfólio, tampouco contemplam eventuais restrições financeiras e/ou covenants de dívida, atuais ou futuros, e quaisquer mudanças na priorização de projetos ou definições de alocação de recursos da Companhia ao longo dos anos subsequentes. Vale também destacar que as premissas apresentadas pela Companhia ao Certificador estão sujeitas a avaliação e ajustes com base em sua experiência e premissas internas. Conforme apresentado no Relatório de Certificação de Reservas 2024, o relatório é preparado de acordo com a Petroleum Resources Management System (PRMS). A partir das definições e orientações previstas na PRMS e a avaliação do Certificador, os resultados são categorizados como reservas Provadas, Prováveis, Possíveis ou Recursos Contingentes. Demais premissas e considerações para elaboração da certificação devem ser observadas na sessão "Scope of Investigation" do Relatório de Certificação de Reservas 2024.

Em 1º de agosto de 2024, a Companhia concluiu o processo de aquisição de participação societária adicional de 15% da 3R Offshore, passando a deter 100% da 3R Offshore. A 3R Offshore é operadora e detém 62,5% do Campo Papa-Terra, sendo 37,5% detido pela Nova Técnica Energy Ltda ("NTE"). Conforme Fato Relevante divulgado ao mercado em 3 de maio de 2024, a 3R Offshore exerceu, conforme previsões do JOA, o direito de cessão compulsória da participação indivisa de 37,5% detida pela NTE (Forfeiture), em função do inadimplemento por parte da NTE de suas obrigações financeiras, estabelecidas no âmbito do consórcio do Campo de Papa-Terra por meio do Joint Operating Agreement ("JOA"). Em decorrência disso, foram iniciadas as medidas necessárias perante a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) visando à autorização da cessão compulsória pela referida Agência e a consequente formalização da transferência da participação detida pela NTE para a 3R Offshore.

Após o exercício do forfeiture, a NTE instaurou procedimento de arbitragem para questionar a aplicação da cláusula do JOA que prevê a cessão compulsória e iniciou procedimento cautelar pré-arbitral perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, tendo sido proferida decisão liminar em 1ª instância, e posteriormente modulada em 2ª instância que, dentre outras decisões: (i) determinou a suspensão do processo de cessão compulsória perante a ANP, embora tenha vedado o arquivamento definitivo do processo de cessão, (ii) permitiu que a Companhia divulgasse comunicações ou anúncios públicos sobre o Campo de Papa-Terra, desde que estas tenham a finalidade de cumprir e dar transparência às obrigações legais e estatutárias perante o mercado, acionistas, investidores, órgãos controladores e de fiscalização, e desde que a Companhia não se reporte como única detentora de participação no Campo de Papa-Terra, devendo incluir ressalva sobre o litígio existente entre 3R Offshore e NTE, e (iii) determinou que seja mantida conta bancária para depósito da receita de produção originalmente cabível à NTE (37,5%), após o abatimento das despesas proporcionais à referida participação, até que o tema seja apreciado pelo Tribunal Arbitral.

Conforme descrito nas Informações Trimestrais de 30 de junho de 2024, a partir do exercício do forfeiture, a Companhia passou a reter 37,5% da produção do ativo e considerá-la nos seus resultados, bem como os gastos decorrentes desta parcela, sem alterar, no entanto, a sua participação de 62,5% sobre os direitos de concessão no campo de Papa-Terra registrados no Balanço Patrimonial da Companhia.

Conforme descrito nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024, considerando a decisão de 2ª instância, proferida em 16 de agosto de 2024, que reformou parcialmente a decisão de 1ª instância, mantendo o status quo contratual até a análise da disputa pelo Tribunal Arbitral, a Companhia passou a mensurar apenas os saldos correspondentes à participação de 62,5% da Companhia no Campo de Papa-Terra nas linhas de resultados nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024.

Nas Demonstrações Financeiras de 2024, a Companhia manteve a mensuração nas linhas de resultado apenas dos saldos correspondentes à participação de 62,5% da Companhia no Campo de Papa-Terra nas linhas de resultados, assim como nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2024, sendo as receitas e gastos referentes a 37,5% da participação detida pela NTE registradas na conta de créditos com parceiros. Conforme nota explicativa 10, em 31 de dezembro de 2024, o saldo da dívida da NTE em favor da Companhia é de R\$ 526,9 milhões. A Companhia informa que, neste momento, a arbitragem e a liminar não alteram as atividades operacionais em curso e não impedem a implementação do plano de desenvolvimento do ativo.

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

## 56 kboe/d

Produção média diária 2024<sup>1</sup>

Prontos para ganhar escala em 2025  
Produção recorde em Fev/25

## 74 kboe/d

Produção média diária em Fev/25<sup>1</sup>

## R\$ 505MM

EBITDA Ajustado em 4T24

## R\$ 3,5bi

OU **US\$ 667MM**

EBITDA Ajustado Pro-forma 2024<sup>2</sup>

## US\$ 17,5

Lifting cost (US\$ 16,3 ex-custo de afretamento de Atlanta)

Lifting cost onshore de US\$16,9

## ~ US\$ 1,0bi

Posição de Caixa em 4T24<sup>3</sup>

### ❖ Ramp up de Papa-Terra

- ✓ Otimização concluída
- ✓ Projetos on-going impulsionando a produção em 2025

### ❖ Closing de Parque das Conchas

- ✓ Diversificação de Portfolio e escala no offshore

### ❖ Novo desenvolvimento no Offshore aprovado

- ✓ 4 novos poços (2 em Papa-Terra e 2 em Atlanta)

### ❖ Ramp up do FPSO Atlanta

- ✓ 1ª operadora independente de E&P a desenvolver projeto *greenfield* em águas profundas
- ✓ Um dos ativos offshore mais eficientes no Brasil com Sistema de produção 'estado da arte'
- ✓ Dois poços produzindo + quatro para serem iniciados ainda no 1S25

### ❖ Ganhos de eficiência do Onshore

- ✓ Produção recorde em Fev/25
- ✓ Melhor produção na Bahia desde Dez/16
- ✓ Lifting cost de US\$16,9 (-17,3% T/T);
- ✓ Otimização do número de sondas em campo
- ✓ Otimização de capex

### ❖ Comercialização

- ✓ Novos contratos de venda com Shell e Trafigura
- ✓ Novos contratos de gás natural

# Iniciando 2025 com estratégia e execução operacional no caminho certo.

- ✓ *Ramp-up* de produção em curso alinhada com o *business plan* de 2025
- ✓ Eficiência de capex direcionada a ativos com maior retorno
- ✓ Sinergias entregues de acordo com o plano de fusão
- ✓ Execução da desalavancagem e gestão de passivos em andamento
- ✓ Exposição limitada a aprovações regulatórias para a expansão de 2025-27

## Perfil de produção Fevereiro 2025

### Onshore

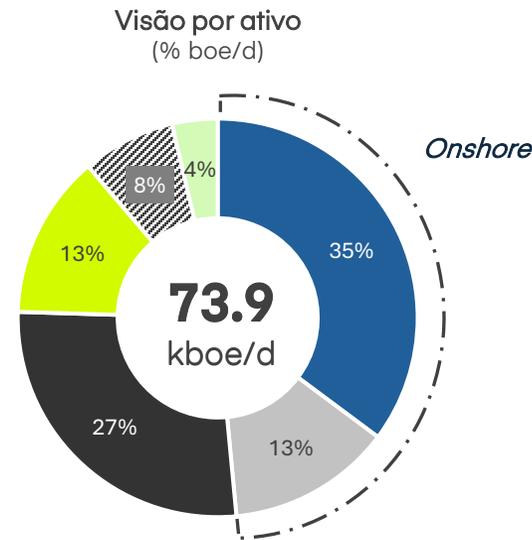
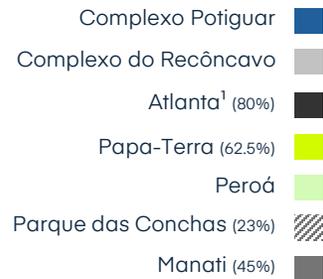
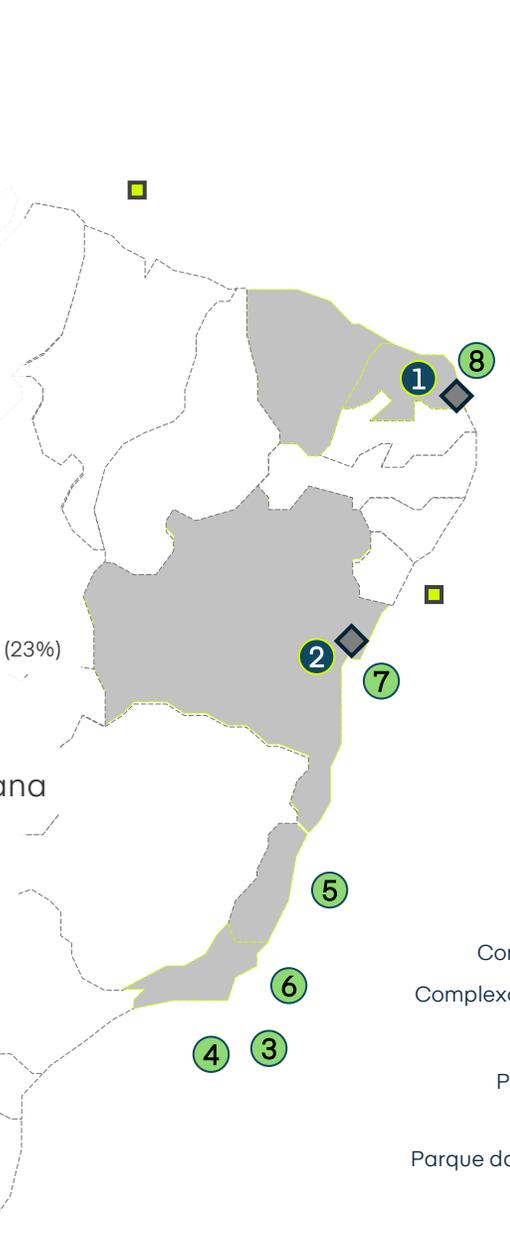
- 1 Potiguar
- 2 Recôncavo

### Offshore

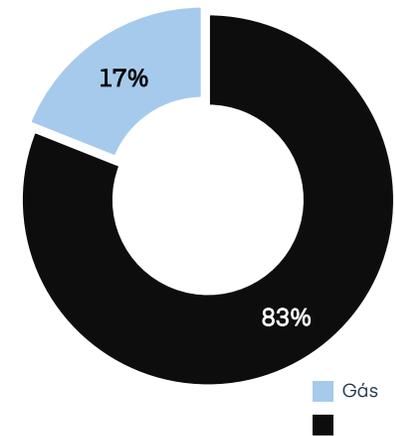
- 3 Papa Terra (62,5%)
- 4 Atlanta (80%)
- 5 Peroá
- 6 Parque das Conchas (23%)
- 7 Manati (45%)
- 8 Pescada (35%) & Ubarana

 Infraestrutura de Mid & Downstream

 Ativos Exploratórios



### Óleo vs. Gás (% boe/d)



Fonte: ANP e Companhia I (1) 80% de participação em Atlanta, após a venda de 20% para a Westlawn em 26 de setembro de 2024.



**Décio Oddone**  
CEO



**Rodrigo Pizarro**  
CFO & IRO



**Pedro Medeiros**  
Chief M&A, Trading and  
Mid & Downstream



**Jorge Boeri**  
COO Onshore



**Carlos Mastrangelo**  
COO Offshore



**Carlos Travassos**  
Diretor Não-Estatutário<sup>1</sup>

O Sr. Travassos tem 39 anos de experiência pela Petrobras, Braskem e Marinha do Brasil. Principais Cargos de Liderança:

- ❖ Diretor Executivo de Engenharia, Tecnologia e Inovação;
- ❖ Gerente Executivo de Águas Profundas;
- ❖ Gerente Executivo de Sistemas Superficiais, Refino, Gás e Energia;
- ❖ Antes de ingressar na Brava, o Sr. Travassos ocupou o cargo de Vice-Presidente de Investimentos e Tecnologias Digitais na Braskem.

(1) O Conselho de Administração nomeou o Sr. Carlos Travassos para o cargo de Chief Offshore Operating Officer para substituir, após um período de transição, o atual COO, Sr. Carlos Mastrangelo. Travassos foi nomeado provisoriamente como diretor não-estatutário, e a ratificação do cargo de COO Offshore deve ocorrer até abril de 2025.

# Destiques Operacionais



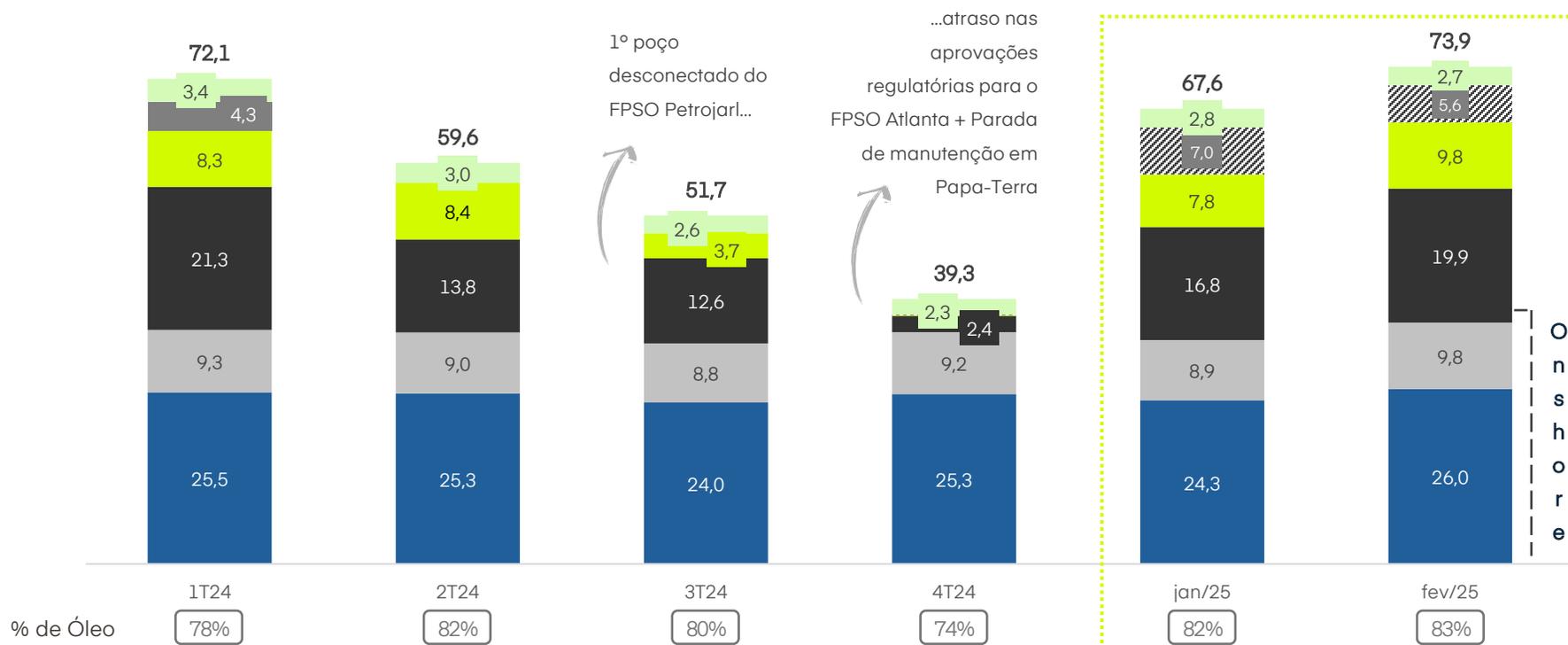
**BRAVA**

# Produção histórica total pro-forma | Visão por ativo

- ✓ Recuperação da produção no 1T25, impulsionando em direção à capacidade total
- ✓ Marcos operacionais no 1S25: (i) 4 novos poços a serem conectados ao FPSO Atlanta; (ii) melhorias em Papa-Terra; (iii) retomada da produção de Manati; e (iv) expansão da injeção de vapor *onshore* e projetos para eficiência de capex e opex.

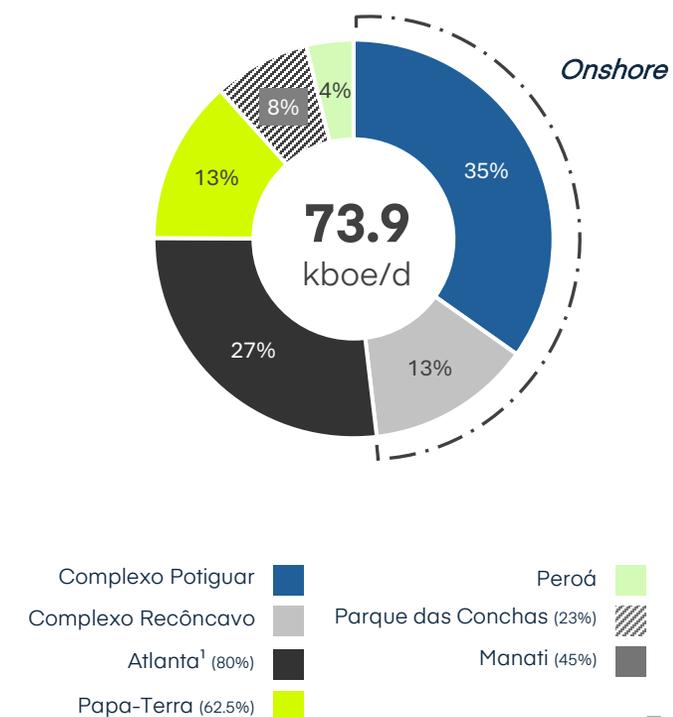
## Produção Total

(% Brava | kboe/d)



## Produção total por ativo em Fev/25

(% boe/d)



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

# *Offshore*

Atlanta

Papa-Terra

Peroá

Parque das Conchas

Manati

Pescada & Ubaraba



**BRAVA**

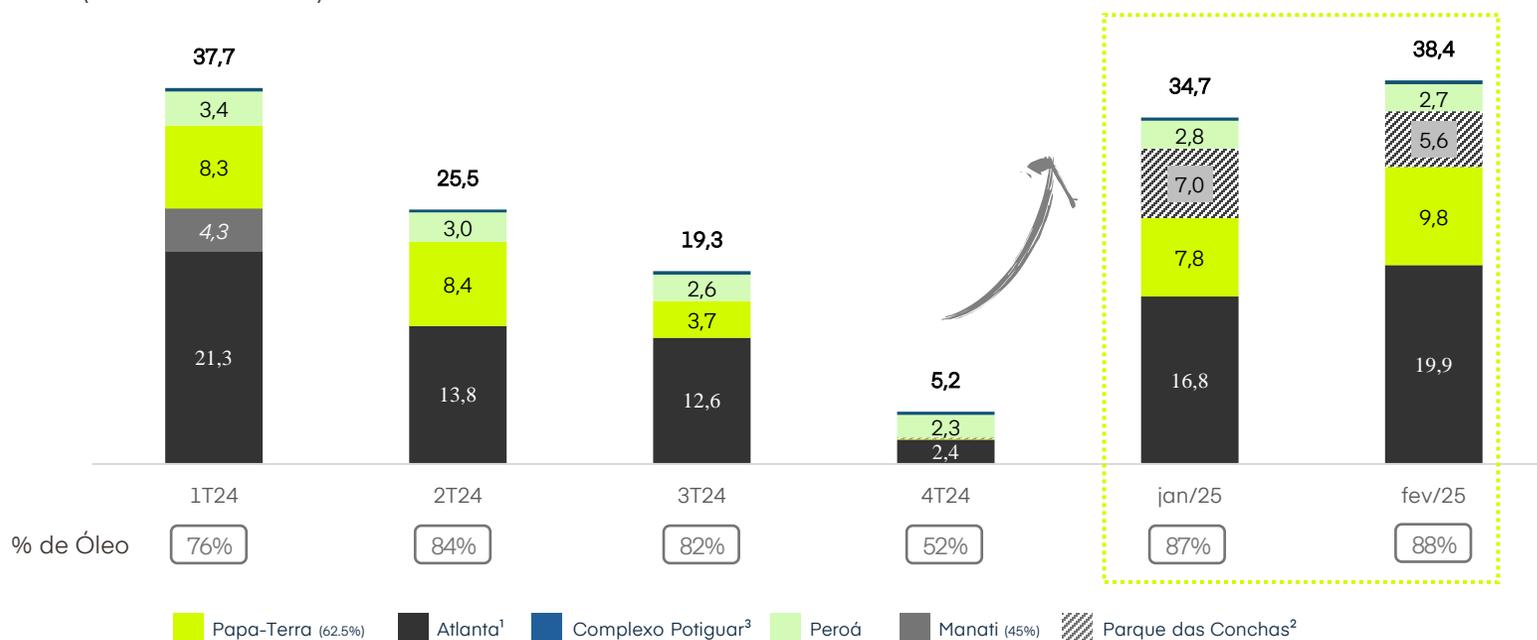
# Portfólio *Offshore* | Escala & Eficiência

**BRAVA**

- ✓ **Atlanta** ~26 kboe/dia (100% participação) em fev/25 com 2 poços produzindo. Mais 4 poços serão conectados, os quais, juntos, produziam mais de 20 kboe/dia através do sistema antecipado;
- ✓ **Papa-Terra**: ~15 kboe/dia (100% participação) em fev/25. Produção irá aumentar no 1º semestre de 2025 com a conexão de novos poços;
- ✓ **Próxima fase de desenvolvimento *offshore* aprovada**: campanha de 4 novos poços para Atlanta e Papa-Terra sancionada; a Brava está implementando projetos para aumentar a eficiência nos FPSOs de Atlanta e Papa-Terra, o que resultará em alguns dias de restrição de produção durante março de 2025;
- ✓ **Manati**: A produção deve ser retomada em março de 2025, de acordo com o operador.

## Produção Total *Offshore*

(Brava WI | kboe/dia)



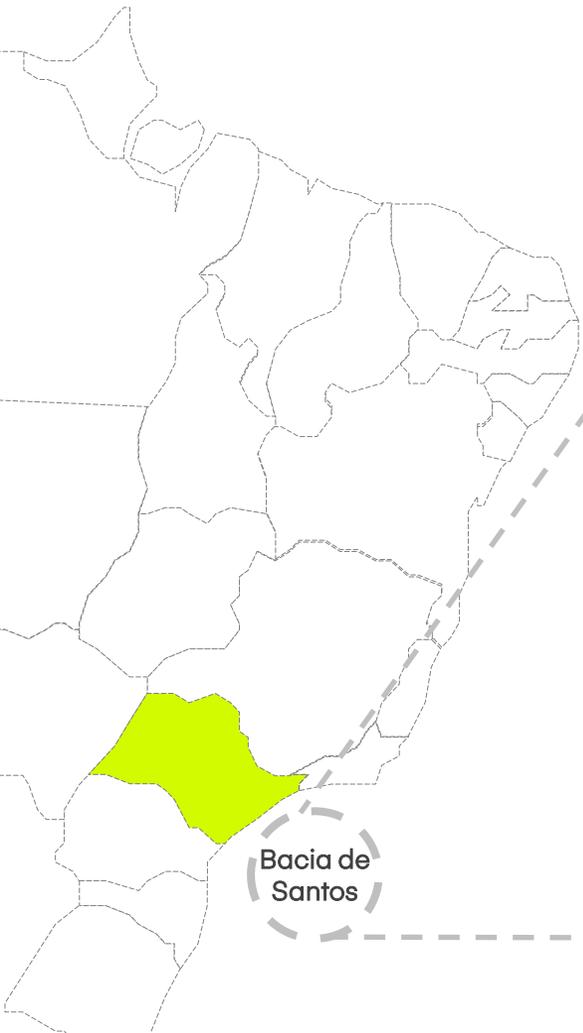
Fonte: ANP e Empresa | (1) 80% de WI em Atlanta, após a venda de 20% para a Westlawn em 26 de setembro de 2024; (2) A aquisição do Parque das Conchas foi concluída em dezembro de 2024. (3) Refere-se à participação de 35% da Companhia no Cluster Pescada, que faz parte do Complexo Potiguar e registrou produção de aproximadamente 350 boe/d em 2024



FPSO Atlanta

# Atlanta | Novo sistema de produção ramping up

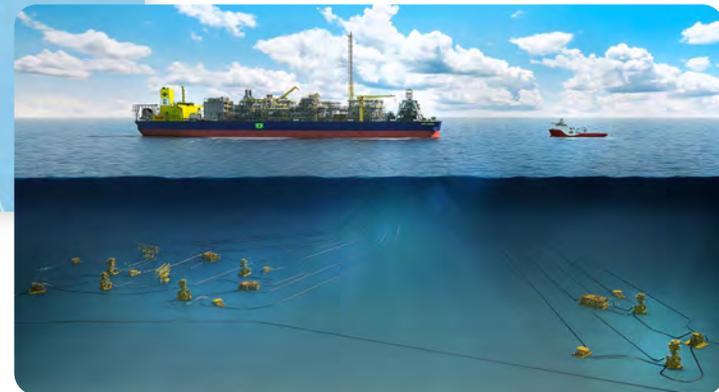
- ✓ BRAVA se tornou a 1ª empresa independente de óleo e gás no Brasil a desenvolver integralmente um sistema de produção greenfield em águas profundas;
- ✓ O campo Atlanta utilizava um sistema antecipado que foi substituído pelo FPSO Atlanta em dezembro de 2024;
- ✓ 4 poços com potencial comprovado a serem conectados no 1ª semestre de 2025 e mais 2 poços a serem perfurados, com expectativa do 1º óleo para o 1T27;

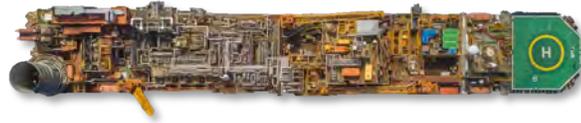


Bacia de Santos

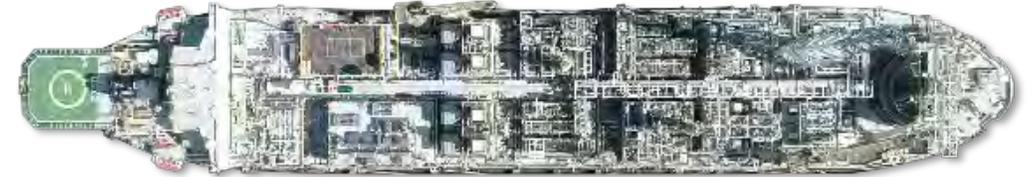


## Estrutura do Consórcio





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



**Sistema de Produção de Atlanta**  
15+5 anos de contrato

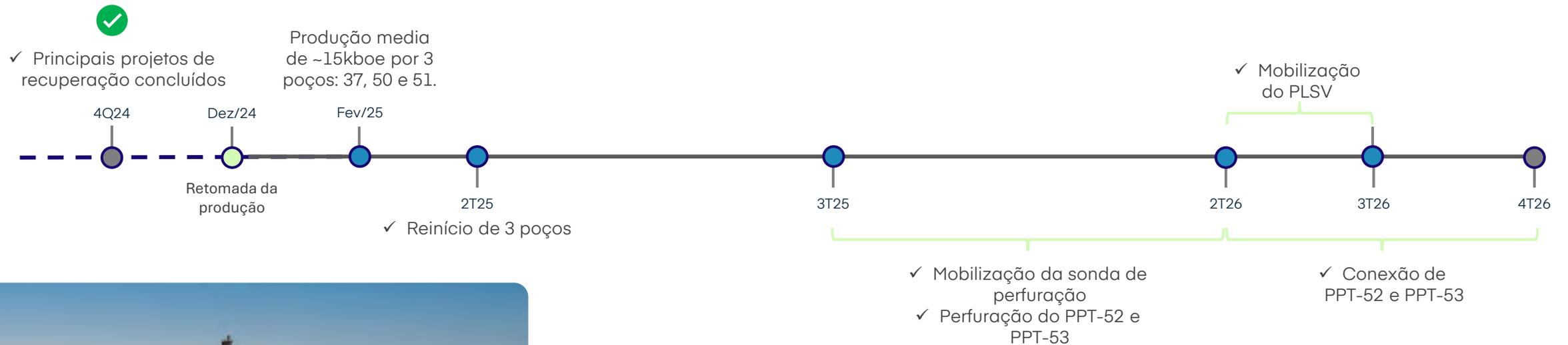
Capacidade:

Produção	20-30 kbbl/dia	50 kbbl/dia
Estocagem	0,18 Mbbbl	1,3 Mbbbl
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 *Update* | Foco na disponibilidade com dois novos poços a caminho

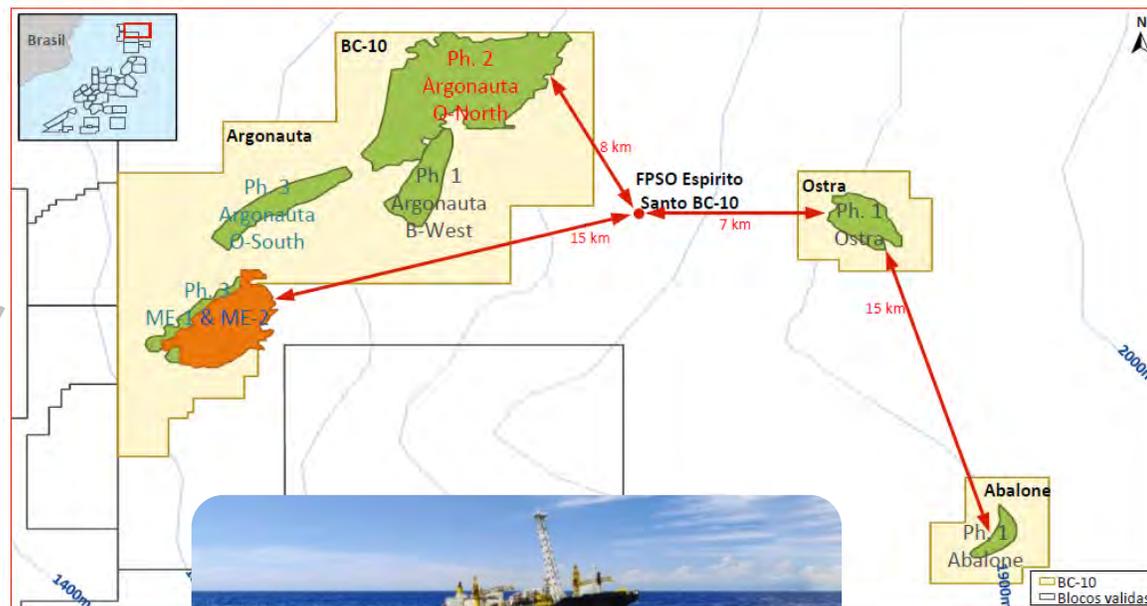
- ✓ Início em março de projetos para aprimorar a gestão do tratamento de óleo e gás que irá suportar a produção e o reinício de todos os poços no 1S25;
- ✓ Aprovada a perfuração de dois novos poços: PPT-52 e PPT-53 com expectativa do 1º óleo no segundo semestre de 2026;
- ✓ Todos os equipamentos críticos e fornecedores de serviços com compromisso firme.

## Papa-Terra timeline

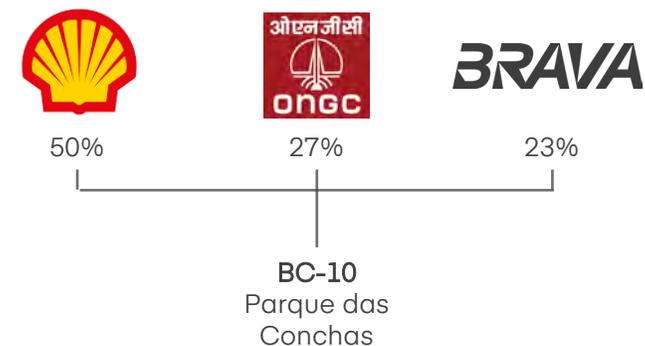


# Parque das Conchas | Diversificação e crescimento

- ✓ Campo de petróleo pesado no Bloco BC-10, localizado na Bacia de Campos, operado pela Shell com 50% de participação;
- ✓ Parque das Conchas produziu aproximadamente 25 kboe/dia nos últimos 12 meses.

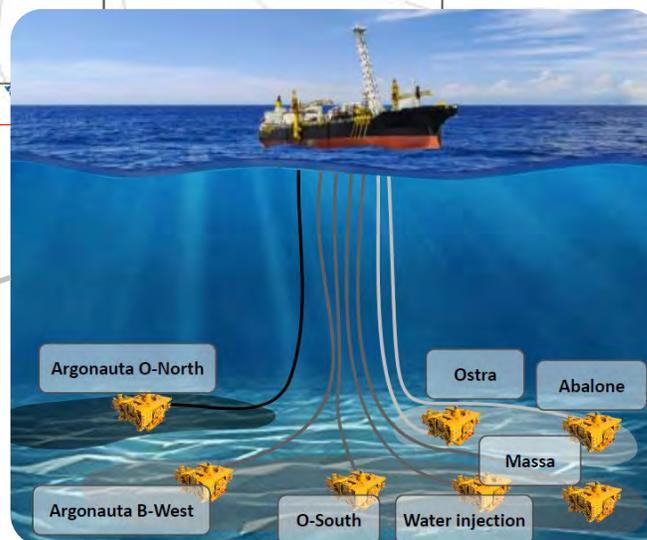


## Estrutura do Consórcio



## 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.



Bacia de Campos



*Onshore &  
Mid/Downstream*

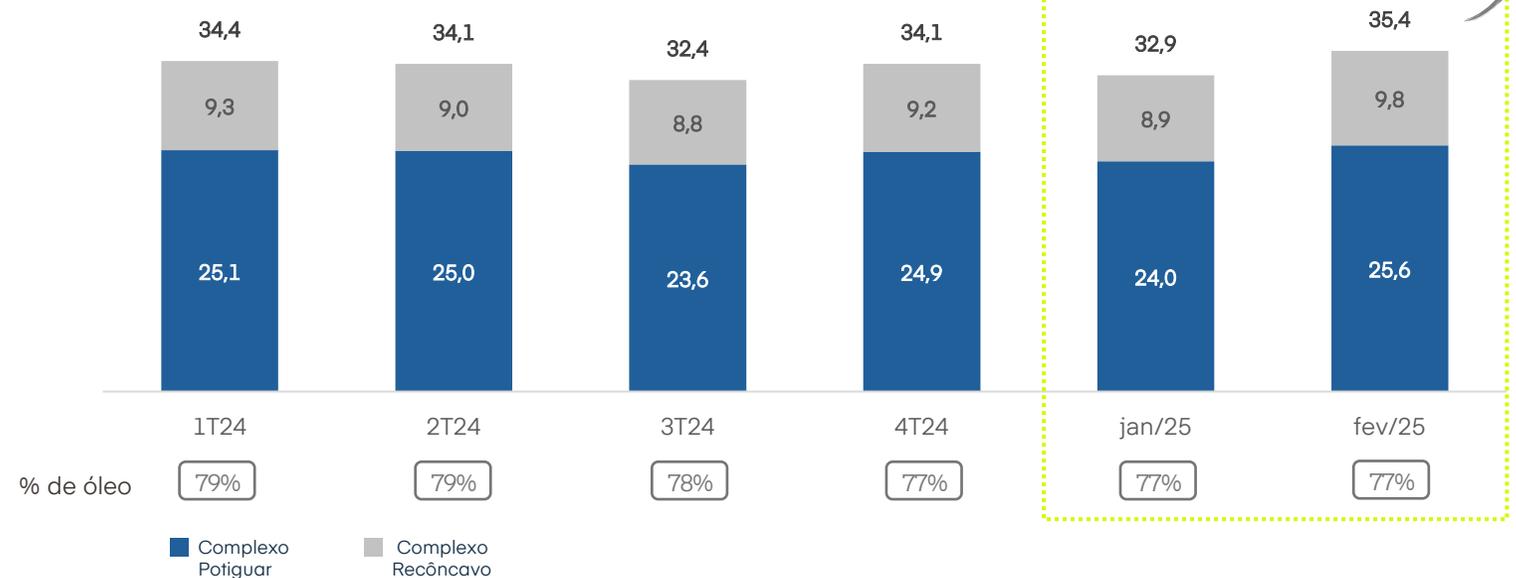
Potiguar  
Recôncavo

**BRAVA**

# Onshore | Resiliência e eficiência

- ✓ O segmento demonstra resiliência à medida que o programa de eficiência de Capex está sendo implementado;
- ✓ Foco em eficiência operacional enquanto reduz o número de sondas contratadas em 2025;
- ✓ O projeto de injeção de vapor está sendo implementado para apoiar o crescimento da produção em 2025;
- ✓ O segmento onshore atingiu a maior produção mensal da história da Companhia em fevereiro de 2025;
- ✓ Complexo Recôncavo registrou em fevereiro de 2025 a melhor produção mensal desde dezembro de 2016;

## Produção Total (Brava WI | kboe/dia)



Melhor produção mensal desde dezembro de 2016 em Recôncavo



## Redução de capex e otimização da eficiência das sondas



- ❖ Plano de eficiência onshore em andamento
- ✓ Otimização do Capex: foco em projetos de maior retorno
- ✓ Otimização de 24 para 13 sondas no 1T25;
- ✓ 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 com 9 novos geradores de vapor:
  - ✓ 4T24: capacidade de 4500 ton/d com 20 geradores;
  - ✓ 4T25: capacidade de 6000 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.

**Destiques  
Comerciais  
4T24**



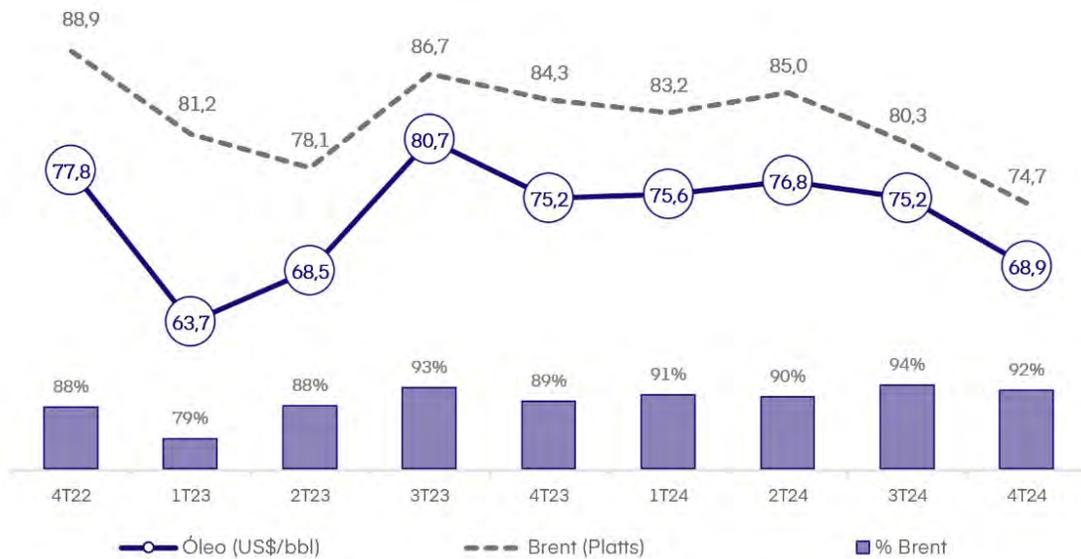
# Trading | Capitalizando sobre o portfólio combinado



- ✓ Novos contratos para venda de óleo de Atlanta (Shell and Trafigura), buscando ganhos via combinação de carga no mercado de baixo enxofre
- ✓ Aditivos de 2 anos aos contratos de compra de petróleo cru com fornecedores com desconto fixo de 25% em relação ao Brent
- ✓ Reestruturação do comércio de óleo dos campos de Conchas, Papa Terra and Potiguar
- ✓ Nova estratégia de offtakes de gás natural com distribuidoras (Comgas, Copergas e Bahia gás) e 1º cliente livre;
- ✓ Contrato de 5 anos para adquirir gás natural da PetroReconcavo;

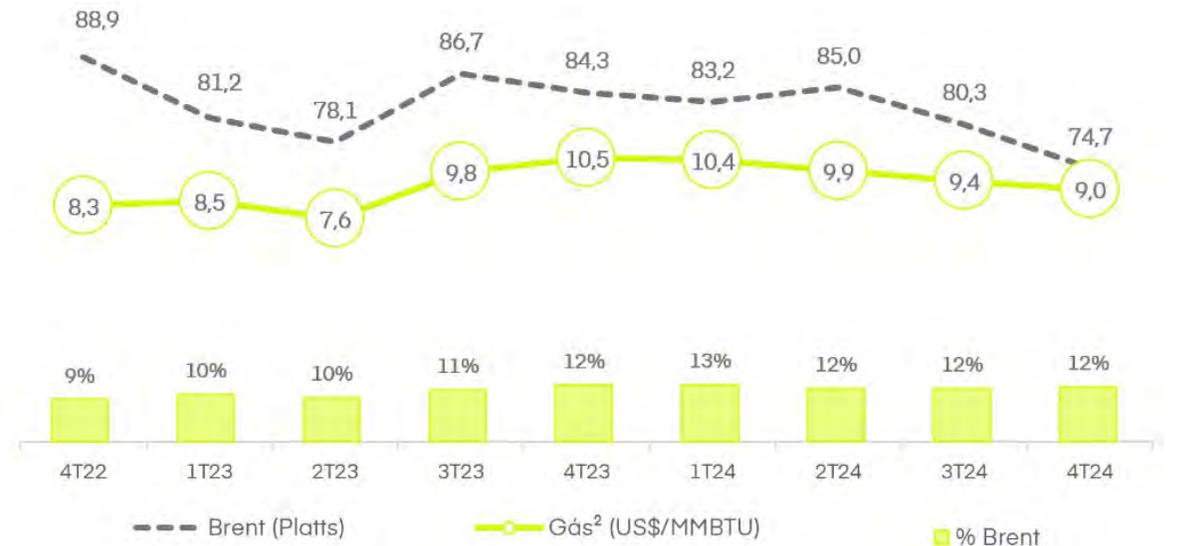
## Spread de óleo

Preço médio Brent vs. Preço médio venda de óleo



## Spread de gás

Preço médio Brent vs. Preço médio venda de gás



Nota: (1) Considera o resultado da comercialização do Campo de Atlanta, sendo 80% a partir de 27 de setembro, inclusive, e do Campo de Manati. No comparativo histórico, apenas os dados de 3R. (2) Não considera a venda de gás intercompany.

# **BRAVA**

4T24 Destaques  
Financeiros



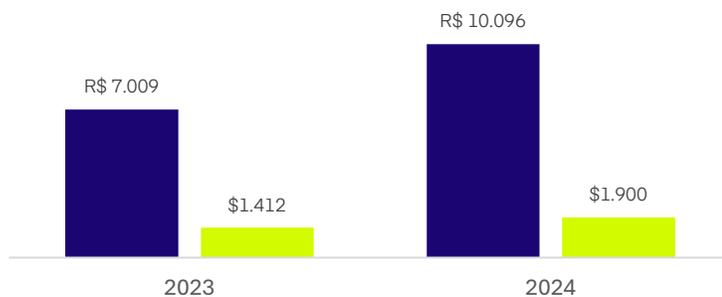
# Receita Líquida do 4T24



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



## Comparação 12M (R\$MM & US\$MM)

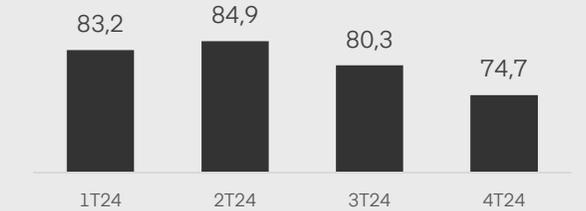


## Breakdown da Receita no 4T24 (R\$ MM)



## Aspectos Macroeconômicos

### Preço médio do Brent (US\$)



### Câmbio médio | BRL/US\$



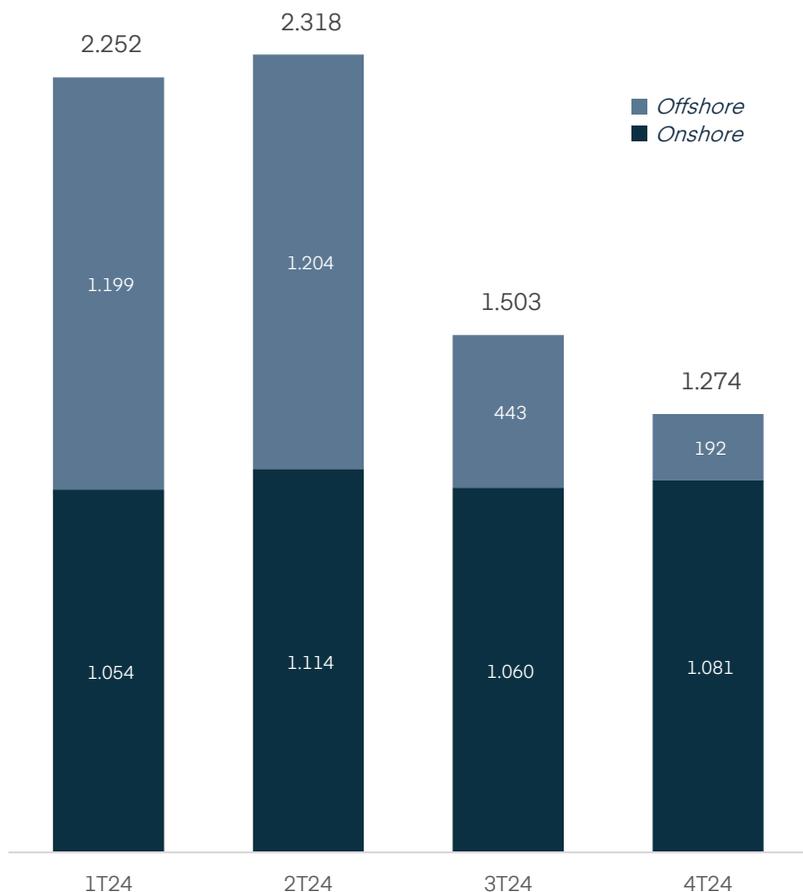
✓ Bons resultados, mesmo com a maior parte do portfólio offshore não operando no 4T24.

✓ A comparação YTD confirma a capacidade da Brava de melhorar os resultados a cada ano. O fortalecimento dessa tendência pode ser antecipado pelos resultados operacionais do início de 2025.

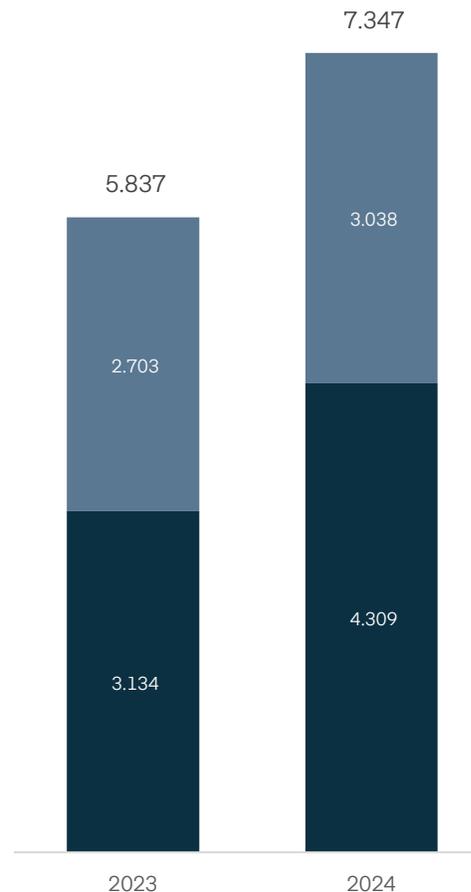
# Receita Líquida *Upstream* 4T24 e 2024 | Resiliência do *Onshore* em destaque



Resultados Trimestrais Históricos  
Proforma Onshore vs. Offshore  
(R\$MM)



Comparação  
12 meses  
(R\$MM)

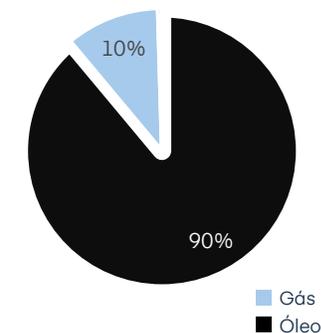


- ✓ O 4T24 confirma a força do portfólio da Brava Energia: combinando a resiliência do *onshore* com o potencial de crescimento do offshore nos próximos anos;
- ✓ *Offshore* + Potiguar vão impulsionar a eficiência em 2025, correspondendo a mais de ¾ dos resultados;
- ✓ O óleo foi responsável por 90% da receita líquida no 4T24. Esta proporção vai aumentar em 2025 com o offshore operando em plena capacidade;

Receita Líquida  
por ativo 2024



Receita Líquida  
por produto 2024



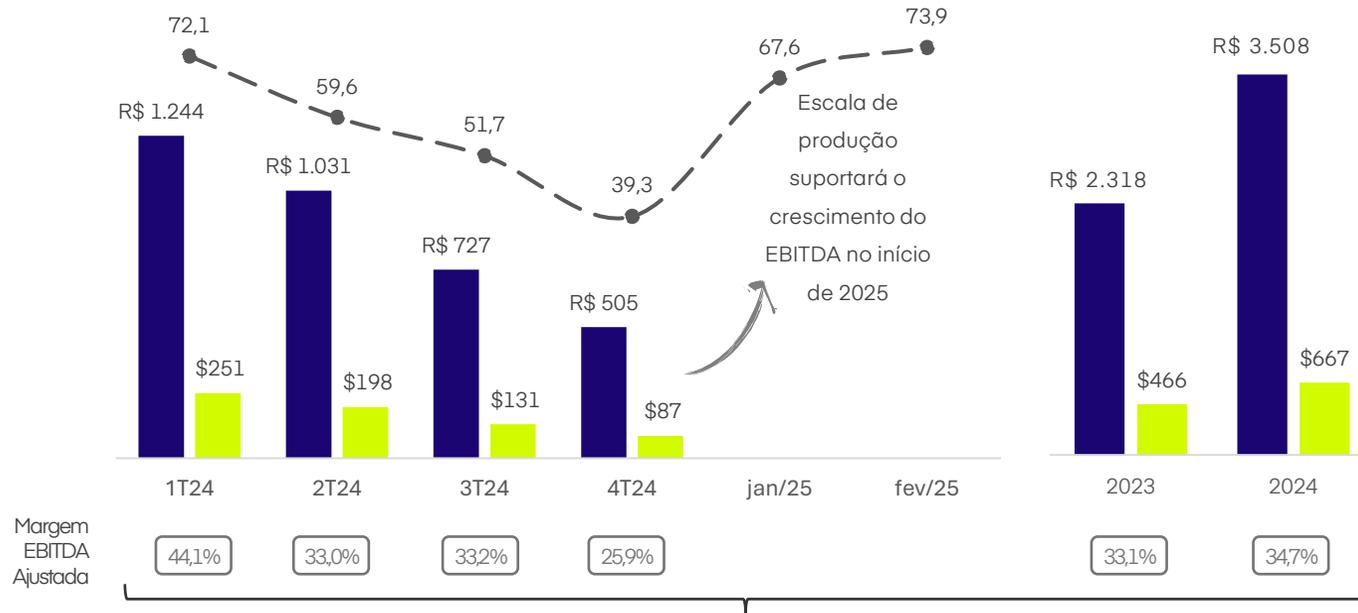
Nota: (1) Considera os resultados referentes à participação de 62,5% na Papa-Terra e a reversão da parcela de 37,5% do resultado originalmente aplicável à NTE referente à Papa-Terra no 2T24, com reconhecimento no 3T24. Para análise Proforma, considera a soma dos dados históricos dos resultados da 3R Petroleum e da Enauta. (2) WI de Atlanta 80% a partir de 27 de setembro de 2024 inclusive (antes desta data o WI era de 100%).

# 4T24 EBITDA Ajustado Proforma Consolidado

- ✓ Margem EBITDA ajustada do *upstream* de 41,0% no 4T24. O EBITDA ajustado total atingiu 25,9% no 4T24;
- ✓ O *onshore* é um destaque no 4T24, atingindo margem EBITDA de 57,3%, impulsionada pelo aumento da produção e pela disciplina de custos;
- ✓ A Brava possui o EBITDA por barril mais competitivo no segmento *onshore* no Brasil.

## Visão trimestral (R\$MM & US\$MM)

--- Kboe/d ■ R\$ ■ US\$

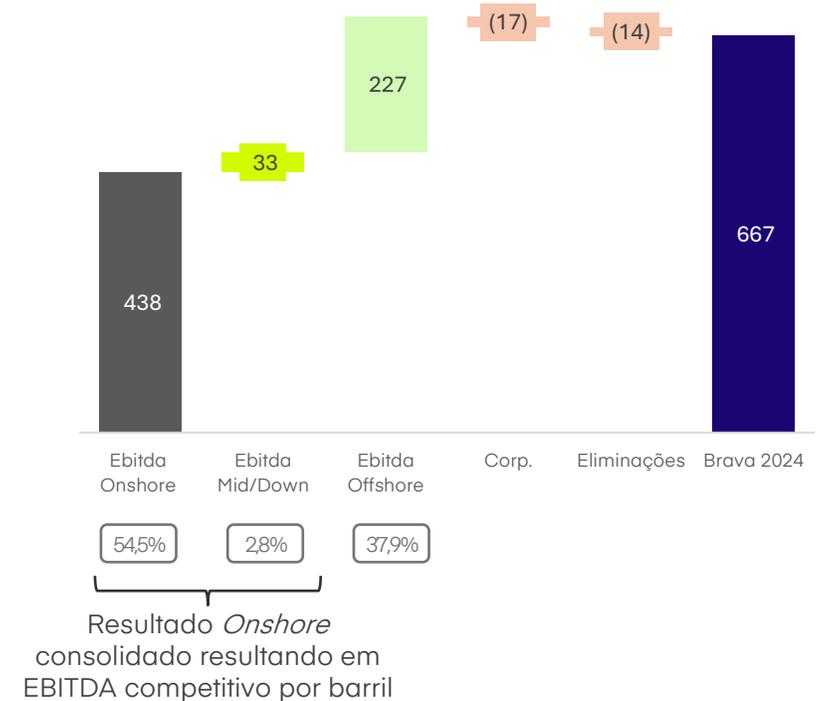


Margem EBITDA combinada<sup>1</sup>: *Upstream* + *Mid & Downstream*

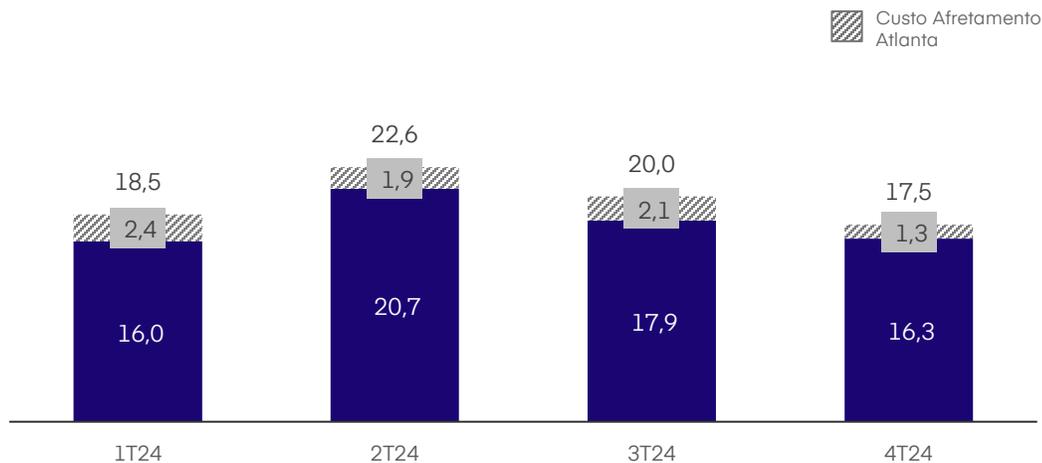
## Comparação 12 meses (R\$MM & US\$MM)



## Abertura do EBITDA Ajustado 2024 (US\$ MM)



## Brava Lifting Cost (US\$ / boe)

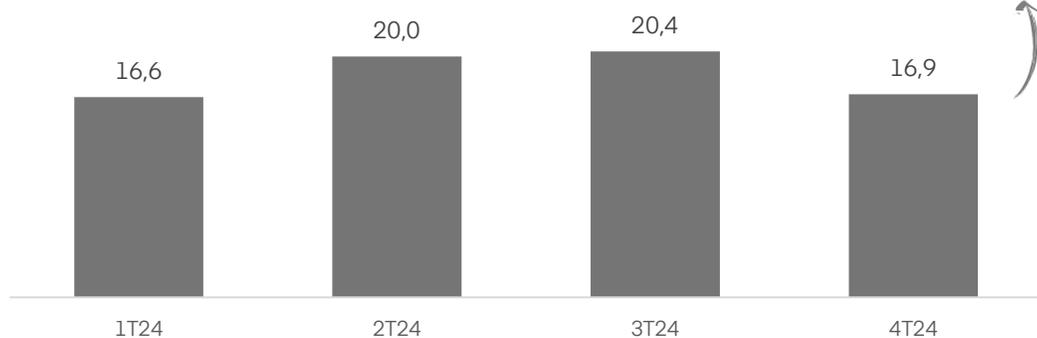


Lifting cost melhorou no 4T24, refletindo o impacto positivo do segmento onshore

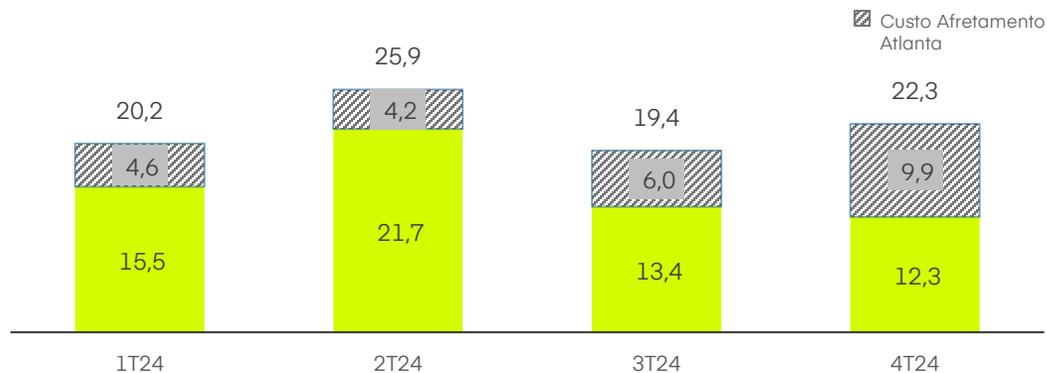
- **Onshore:** O Complexo Recôncavo registrou o menor *lifting cost* desde a aquisição, impulsionado pela otimização na matriz de custos e eficiência, enquanto a melhor produtividade e os resultados nos campos de petróleo pesado foram os principais fatores no 4T24 no Complexo Potiguar.
- **Offshore:** Papa-Terra foi interrompido durante o 4T24, enquanto o sistema provisório de Atlanta foi desconectado em nov/24, impactando a eficiência. **O início de 2025 é uma amostra da possível magnitude da diluição de custos em 2025.** A produção offshore média foi de 5,2 kboe/dia no 4T24, enquanto os primeiros meses de 2025 atingiram ~37 kboe/dia.

## Quebra por segmento

### Lifting Cost Onshore (US\$ / boe)



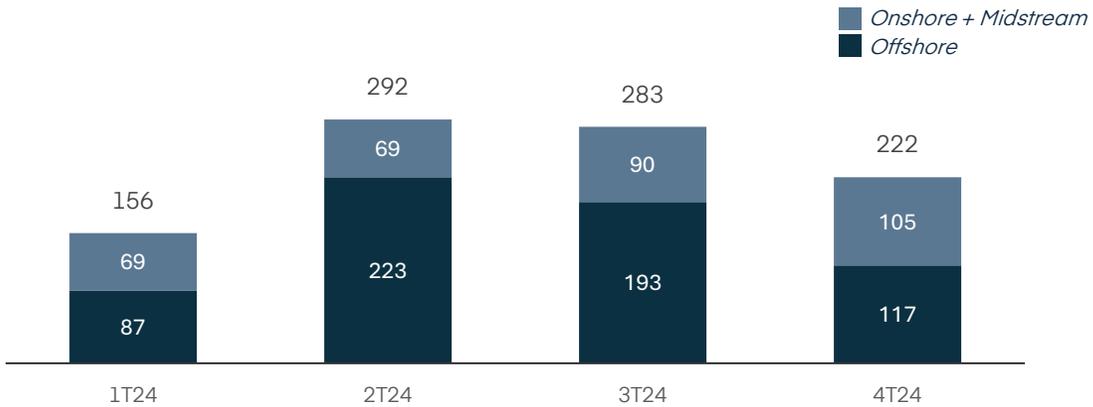
### Lifting Cost Offshore (US\$ / boe)



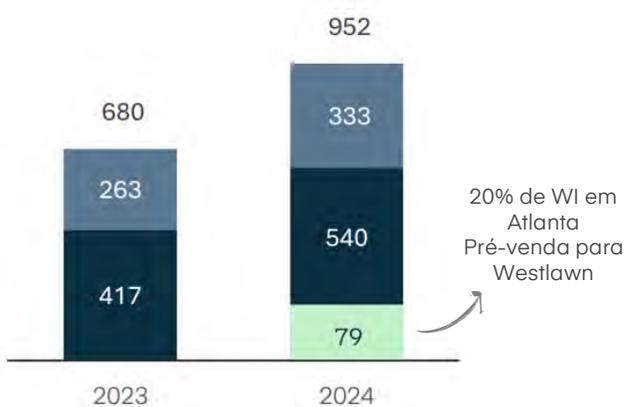
# Capex | Principais projetos entregues em 2024 e prontos para reduzir o CAPEX



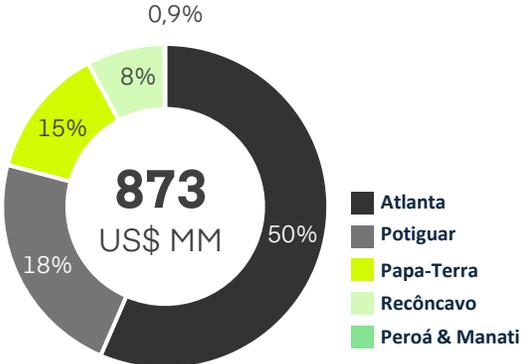
Visão Trimestral  
(US\$ MM)



Visão Anual  
(US\$ MM)

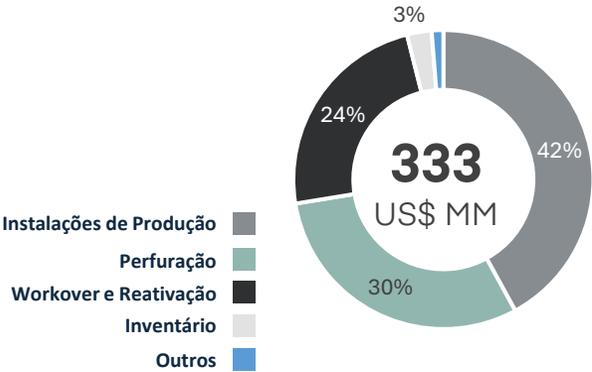


Capex Upstream em 2024 (%)

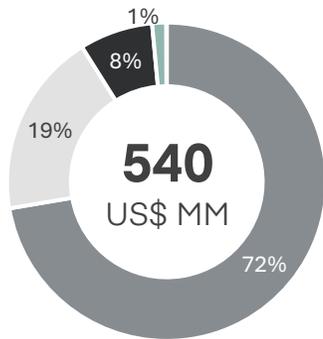


- ❖ CAPEX em 2025 convergerà para uma base recorrente após a fase de implementação de Atlanta e a racionalização do CAPEX *onshore*:
  - ✓ ~50% do CAPEX Proforma em 2023 e 2024 está relacionado a Atlanta: o projeto está previsto para alcançar a capacidade plena de produção durante o 1S25;
  - ✓ Sondas mobilizadas passaram de 19 no final de 2024 para 13 no 1T25;
  - ✓ O CAPEX em 2024 teve projetos relevantes de revitalização de infraestrutura e recuperação da integridade das instalações; em 2025, espera-se que o efeito seja muito menor;
- ❖ O CAPEX em 2025 está vinculado a projetos de maior retorno e será dividido entre *onshore* e *offshore*. Em 2026, o offshore terá maior participação devido às campanhas de perfuração.

Capex Onshore + Midstream em 2024 (%)



Capex Offshore em 2024 (%)

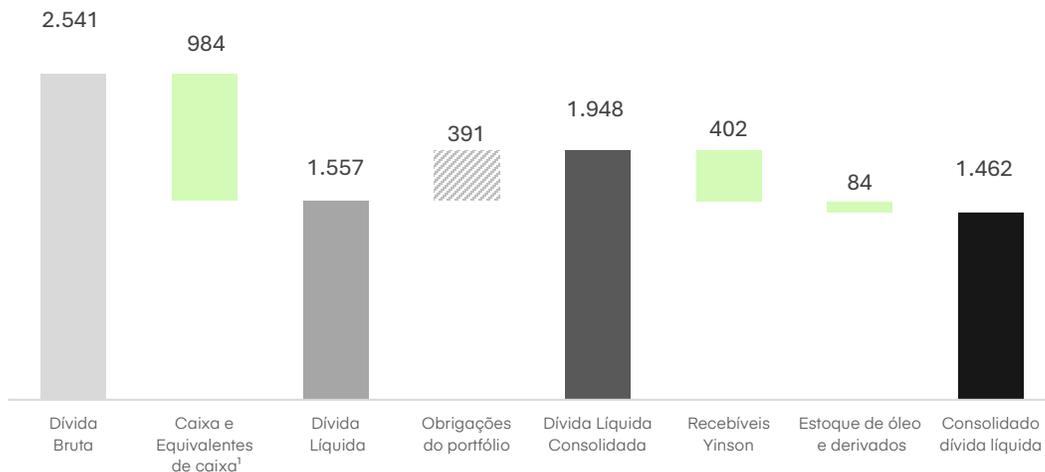


# Estrutura de capital no final de 2024



## Endividamento I fim do 4T24

(US\$ MM)



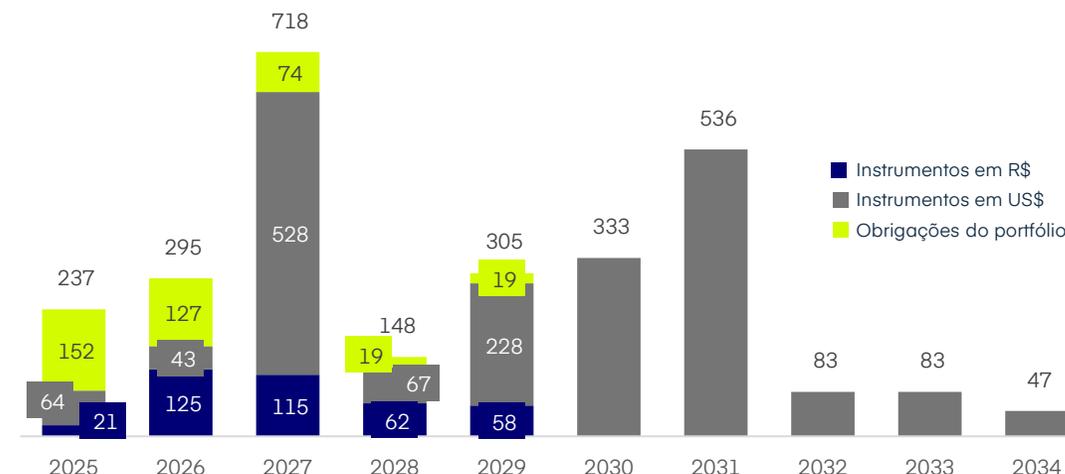
## Obrigações do portfólio

(US\$ MM)

Ativos	1T25	2T25	3T25	4T25	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Em milhões de dólares										
Peroá (WI 100%)	-	-	15	-	15	27	-	-	-	42
Papa Terra (WI 62,5%)	-	17	-	17	34	4	8	19	19	85
Potiguar	72	-	-	-	72	69	67	-	-	208
Parque das Conchas (WI 23%)	-	-	-	30	30	26	-	-	-	56
<b>Total de Pagamentos</b>	<b>72</b>	<b>17</b>	<b>15</b>	<b>47</b>	<b>152</b>	<b>127</b>	<b>74</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>391</b>
Contingente	-	17	15	17	50	31	8	19	19	127
Diferido	72	-	-	30	102	96	67	-	-	265

## Perfil de amortização da dívida

(US\$ MM)



✓ A empresa apresenta uma liquidez bastante robusta no final de 2024: ~USD 1,0B em caixa e equivalentes

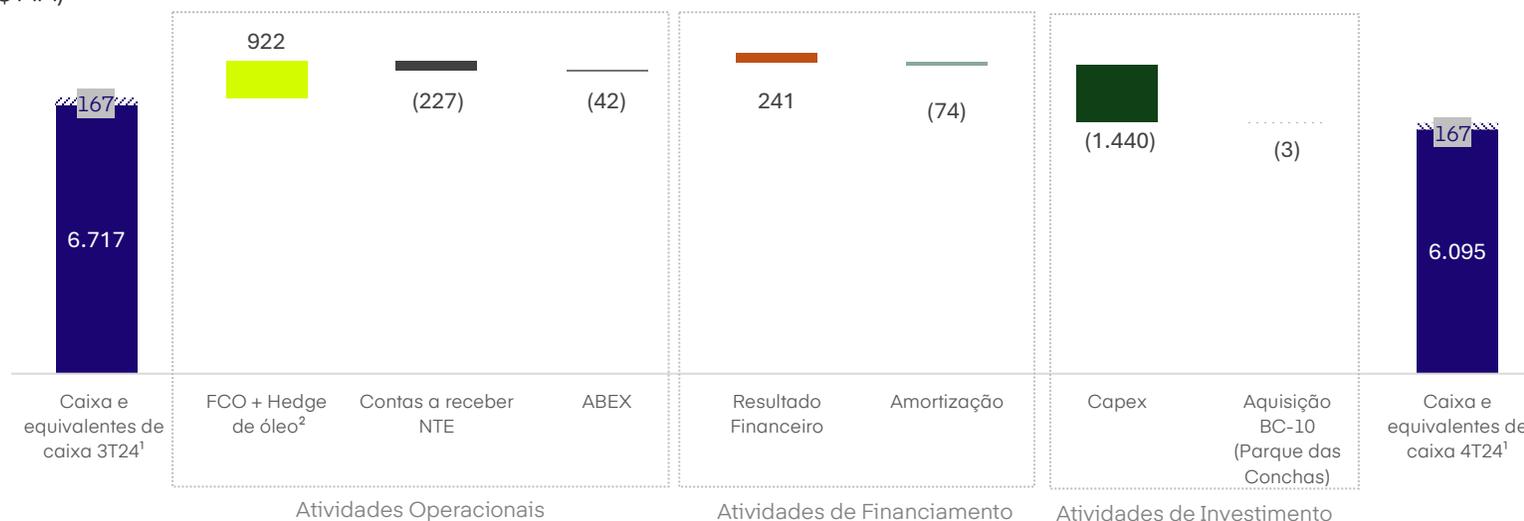
✓ As dívidas dolarizadas representam 83% da dívida total. O mesmo nível é observado para caixa e equivalentes, em linha com as receitas e o perfil de risco da Brava;

✓ Dívida líquida/EBITDA<sup>2</sup> no 4T24 em ~2,8x: maior alavancagem no final de 2024 devido às restrições operacionais nos ativos offshore no 4T24. A Brava deverá desalavancar durante 2025 suportada pela produção, especialmente no offshore.

<sup>1</sup>Nota: (1) O montante de caixa e equivalentes de caixa considera os saldos de investimentos financeiros, caixa restrito e exclui o investimento financeiro TRS da 3R Lux de R\$3.221,5 milhões. (2) Ele é convertido para dólares utilizando as taxas de câmbio vigentes nas datas das transações, equivalentes às taxas de câmbio médias históricas de cada um dos trimestres durante o período de cálculo do EBITDA. De acordo com a metodologia descrita na página 39 do Release 4Q24.

## Fluxo de Caixa | 4T24

(R\$ MM)

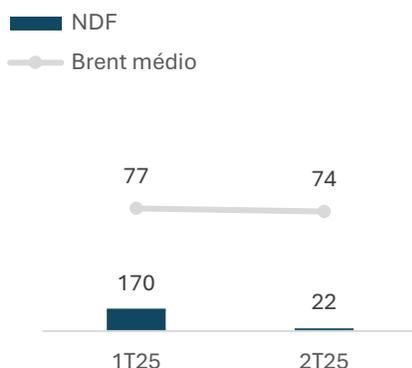


- ✓ Consumo de caixa devido à menor geração de caixa nos ativos offshore com a paralisação do Papa-Terra e o atraso na aprovação do projeto Atlanta;
- ✓ CAPEX intensivo em 2024 para o sistema de produção definitivo de Atlanta;
- ✓ O default da NTE penalizou em R\$227 milhões o fluxo de caixa no 1T24.

## Posição de Hedge | 4T24

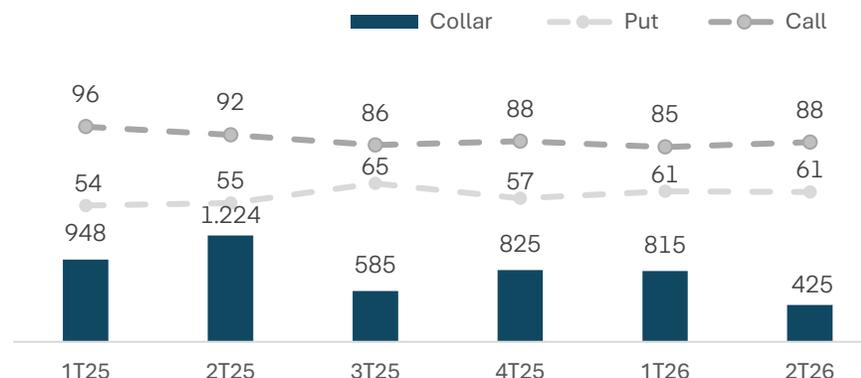
### NDF | Preço médio do Brent / Barris protegidos

Milhares de Barris | US\$



### Collar | Preço do Call x Put do Brent / Barris protegidos

Milhares de Barris | US\$



### NDF: Horizonte de 6 meses

- ✓ 192 mil barris protegidos
- ✓ Preço médio do Brent de US\$ 76,4/bbl

### Collar (sem custo): Horizonte de 20 meses

- ✓ 4,8 milhões de barris protegidos
- ✓ Intervalo de hedge entre US\$ 58,0 and US\$ 99,8/bbl

Posição de hedge na terceira semana de mar/25: 5,2 milhões de barris protegidos, divididos entre NDFs (média de US\$ 72,1) e Collars (média US\$60 – US\$90);

Nota: (1) O montante de caixa e equivalentes de caixa considera os saldos de investimentos financeiros, caixa restrito, e exclui o investimento financeiro TRS da 3R Lux de R\$3.221,5 milhões. (2) A geração de caixa operacional considera a proteção cambial de commodities (R\$55 milhões).

# Pronta para 2025 após alcançar os objetivos definidos no 3T24

## Objetivos 3Q24

- ❖ Retomada da produção em Papa-Terra
- ❖ Iniciar a produção do FPSO Atlanta
- ❖ Otimização corporativa começar a desbloquear sinergias do 4T24 em diante
- ❖ *Closing* do Parque das Conchas

### Curto Prazo:

- Atlanta: concluir a conexão de 4 poços em Atlanta no 1S25 (que produziam para o FPSO anterior; no 1T24, tais campos produziram ~20kbbbl/d com 100% WI)
- Papa-Terra: concluir o processo de revitalização dos sistemas de tratamento de óleo e recuperação da integridade do sistema de geração de energia
- *Onshore*: concluir a instalação dos geradores de vapor
- Retomada da produção em Manati

### Média prazo e mensagens principais

- Entrega das sinergias da fusão
- Foco em 20% das concessões upstream que suportarão 90% da produção e o crescimento do EBITDA
- Racionalização do portfólio da Brava por meio de parcerias e desinvestimentos
- Potencialização da competitividade do portfólio com redução contínua do lifting cost e melhora no FCF/barril
- Fortalecer o senso de pertencimento em nossa cultura, com maior alcance para programas de remuneração variável vinculados ao valor da ação

# 4T24

## Perguntas e Respostas

