

Divulgação dos Resultados 3T25



RECV
B3 LISTED NM

IDIV IDVR IBOV IBRX100 SMLL IBRA IGC IGC-NM ITAG IGCT



DISCLAIMER

Esta apresentação pode conter afirmações e informações prospectivas relacionadas à Companhia que refletem a atual visão e/ou expectativas da Companhia e de sua administração a respeito de seu plano de negócios. Afirmações prospectivas incluem, entre outras, todas as afirmações que denotam previsão, projeção, indicam ou implicam resultados, performance ou realizações futuras, podendo conter palavras como “acreditar”, “prover”, “esperar”, “contemplar”, “provavelmente resultará” ou outras palavras ou expressões de aceção semelhante.

Tais afirmações estão sujeitas a uma série de expressivos riscos, incertezas e premissas. Advertimos que diversos fatores importantes podem fazer com que os resultados reais diverjam de maneira relevante dos planos, objetivos, expectativas, estimativas e intenções expressos nesta apresentação.

Em nenhuma hipótese a Companhia ou sua subsidiária, seus conselheiros, diretores, representantes ou empregados serão responsáveis perante quaisquer terceiros (inclusive investidores) por decisões ou atos de investimento ou negócios tomados com base nas informações e afirmações constantes desta apresentação, e tampouco por danos consequentes indiretos ou semelhantes.

Adicionalmente, esta apresentação também contém certas medidas financeiras que não são reconhecidas no Brasil (“BRGAAP”) nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (“IASB”) não são auditadas ou revisadas pelos auditores independentes da Companhia, e não representa o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro (prejuízo) líquido, como indicadores do desempenho operacional da Companhia e, portanto, não são substitutos do fluxo de caixa, de indicador de nossa liquidez ou como base para a distribuição de dividendos. O EBITDA não possui significado padronizado e a nossa definição de EBITDA pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras companhias. Essas medidas não têm significados padronizados e podem não ser comparáveis a medidas com títulos semelhantes fornecidas por outras empresas.

A Companhia fornece essas medidas porque as usa como uma medida de desempenho, porém essas não devem ser considerados isoladamente ou como um substituto para outras medidas financeiras que foram divulgadas de acordo com o BR GAAP ou IFRS. A Companhia não tem intenção de fornecer aos eventuais detentores de ações uma revisão das afirmações prospectivas ou análise das diferenças entre afirmações prospectivas e os resultados reais. Esta apresentação e seu teor constituem informação de propriedade da Companhia, não podendo ser reproduzidos ou divulgados no todo ou em parte sem a sua prévia anuência por escrito.

Destques 3T25



FINANCEIROS

Receita Líquida
R\$ 786 MM
(-2% vs. 2T25)
R\$ 2.453 MM 9M25
(+1% vs. 9M24)

EBITDA
R\$ 350 MM
(-6% vs. 2T25)
R\$ 1.148 MM 9M25
(-7% vs. 9M24)

Lucro Líquido
R\$ 122 MM
(-49% vs. 2T25)
R\$ 588 MM 9M25
(+45% vs. 9M24)

Dívida Líquida/EBITDA
1,00x
Dívida Líquida
de R\$ 1,5 Bilhão



OPERACIONAIS

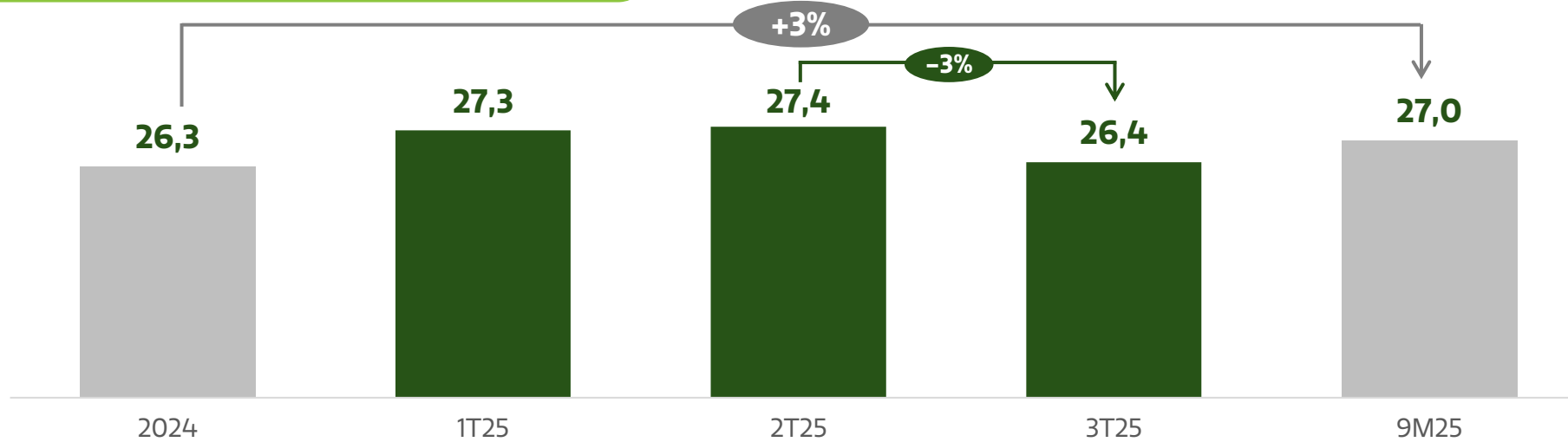
Produção
26,4 kboe/dia
(-3,4% vs. 2T25)
27,0 kboe/dia 9M25
(+2,6% vs. 9M24)

Guamaré
Conclusão da aquisição de
50% dos ativos de *midstream*
de gás natural no RN

Escoamento para o
Porto do Pecém
Assinatura de contrato com a
Dislub para movimentação e
armazenamento de petróleo

Avanços técnicos importantes, com desafios na produção de curto prazo

Produção média (kboe/dia)



Implementação do programa de **injeção de água**, endereçando queda de produção no **campo de Tiê**;

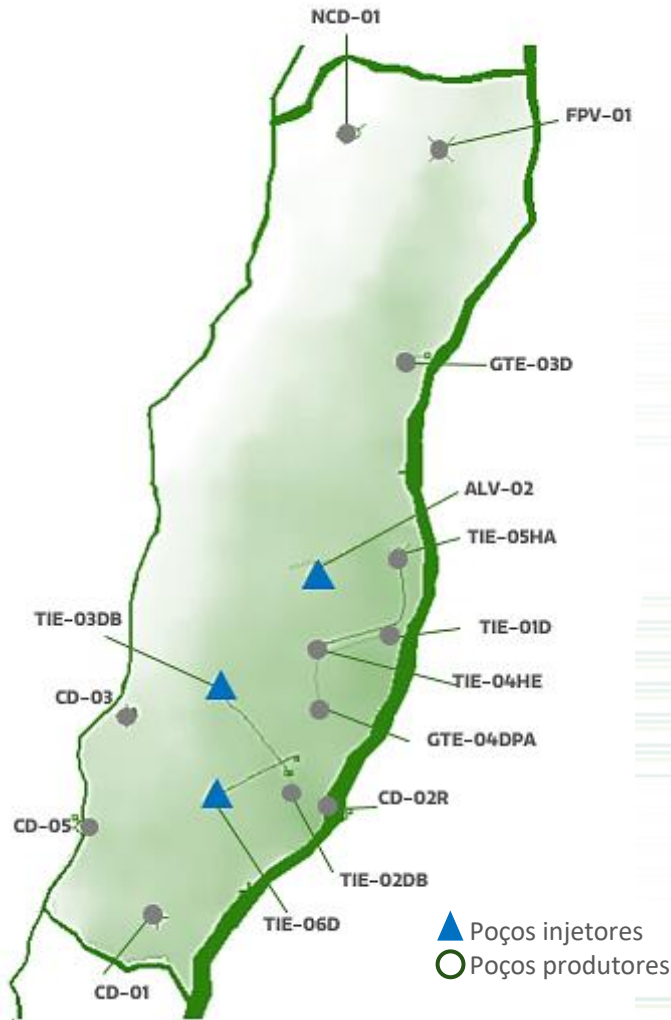


Menor desempenho na safra de projetos de *workovers* no Ativo Potiguar, somada à **ausência de novas completações** no período;

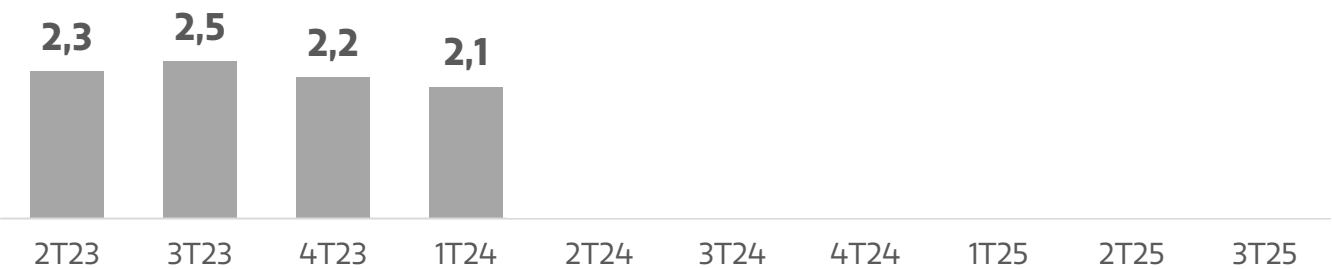


Conclusão do projeto de perfuração e avaliação dos **três poços profundos**.

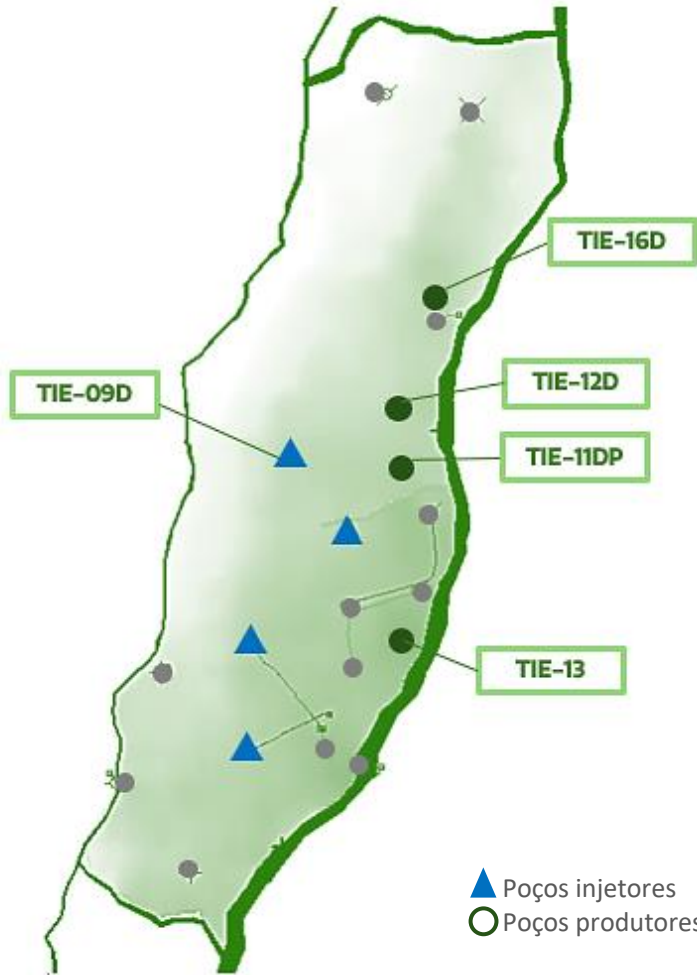
Evolução no plano de desenvolvimento de Tiê com programa de injeção de água em andamento



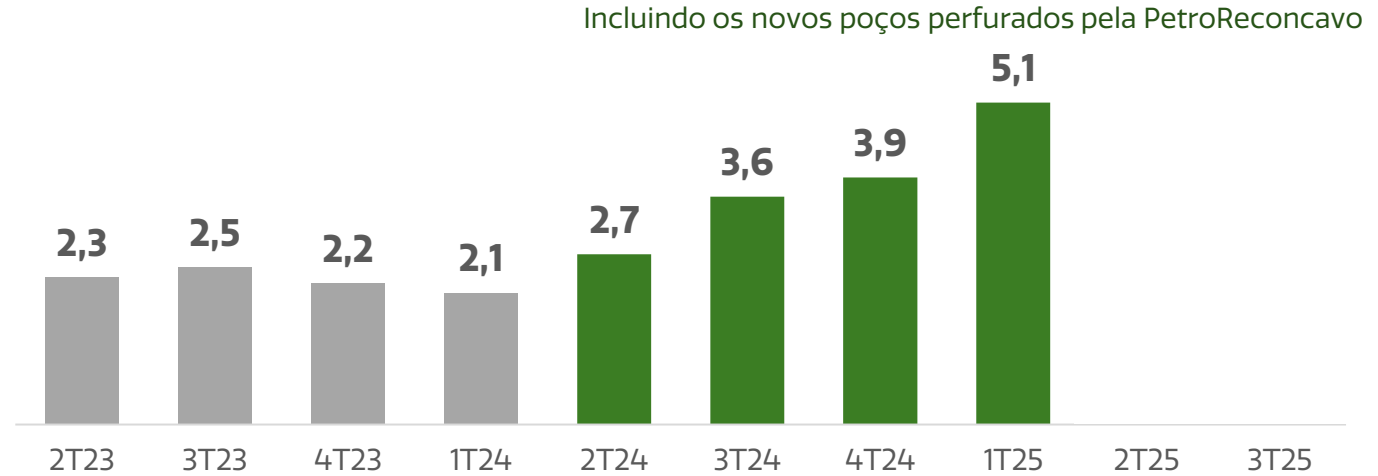
Produção média em Tiê (kboe/dia)



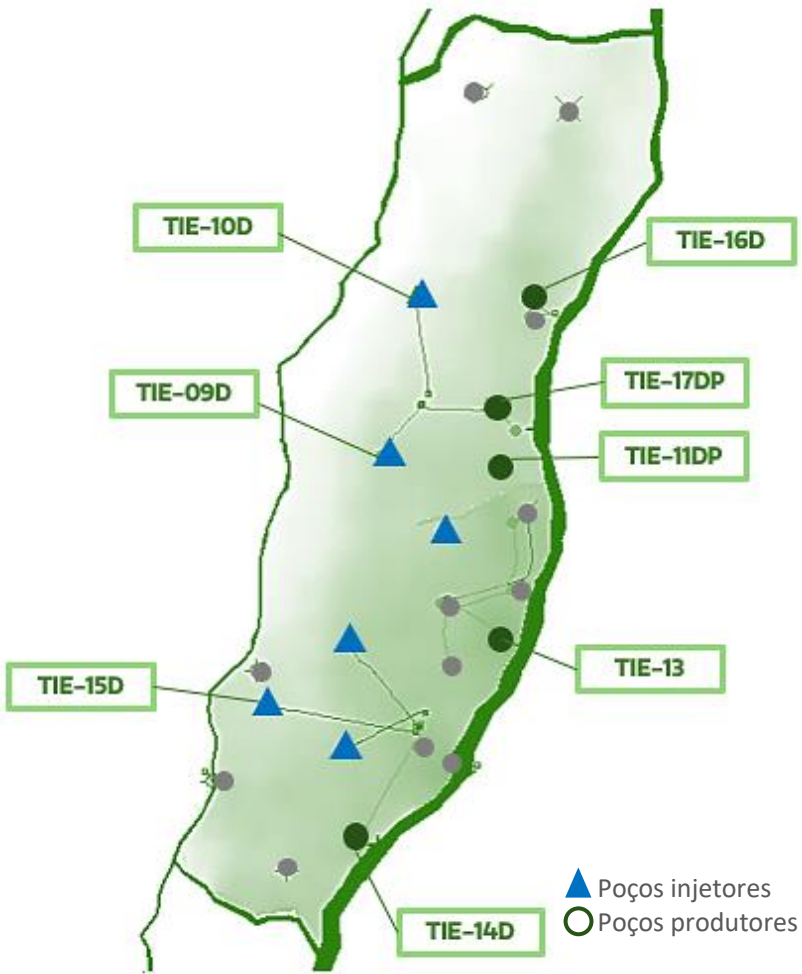
Evolução no plano de desenvolvimento de Tiê com programa de injeção de água em andamento



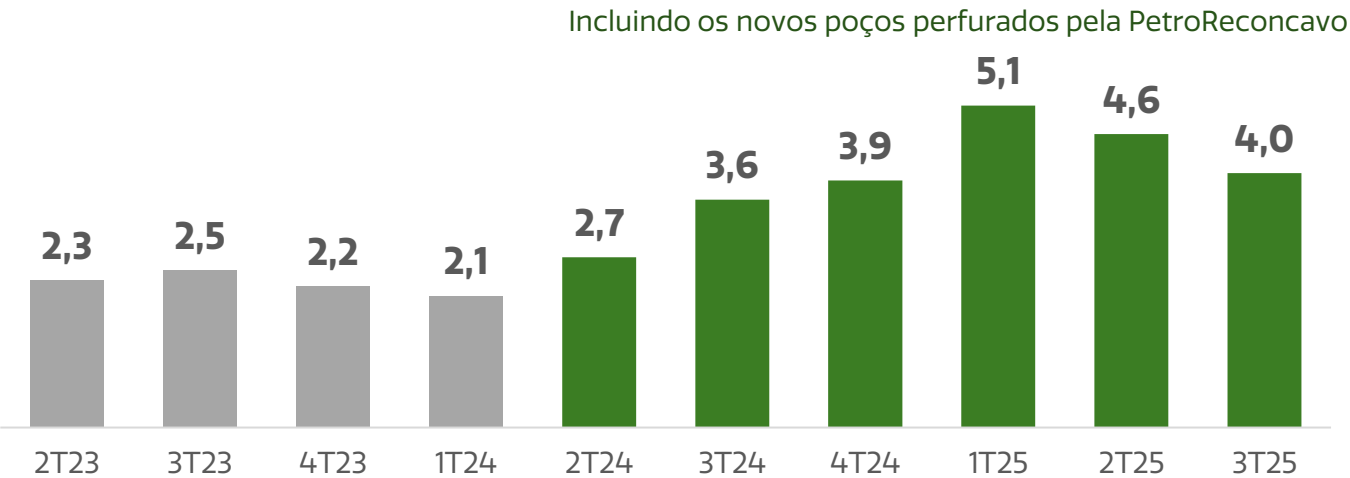
Produção média em Tiê (kboe/dia)



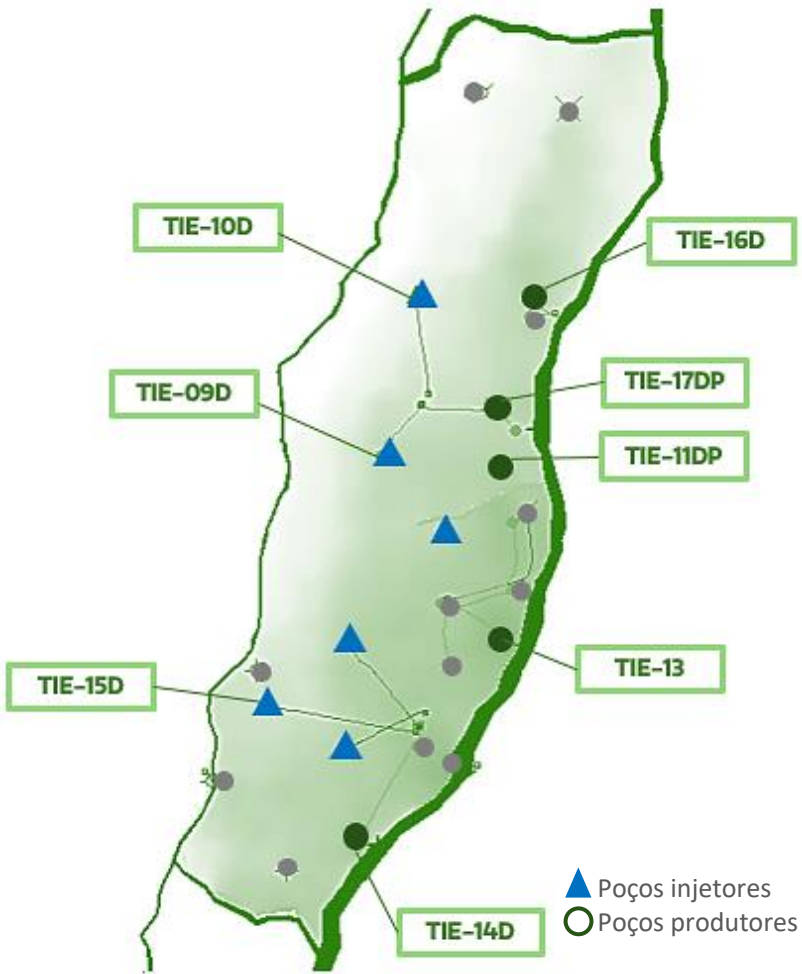
Evolução no plano de desenvolvimento de Tiê com programa de injeção de água em andamento



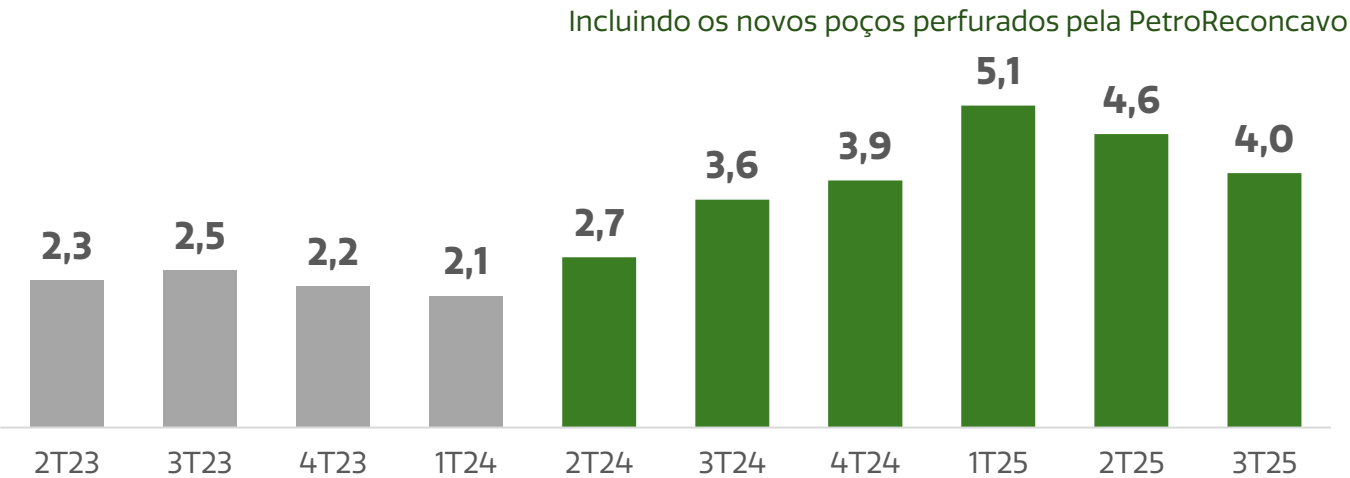
Produção média em Tiê (kboe/dia)



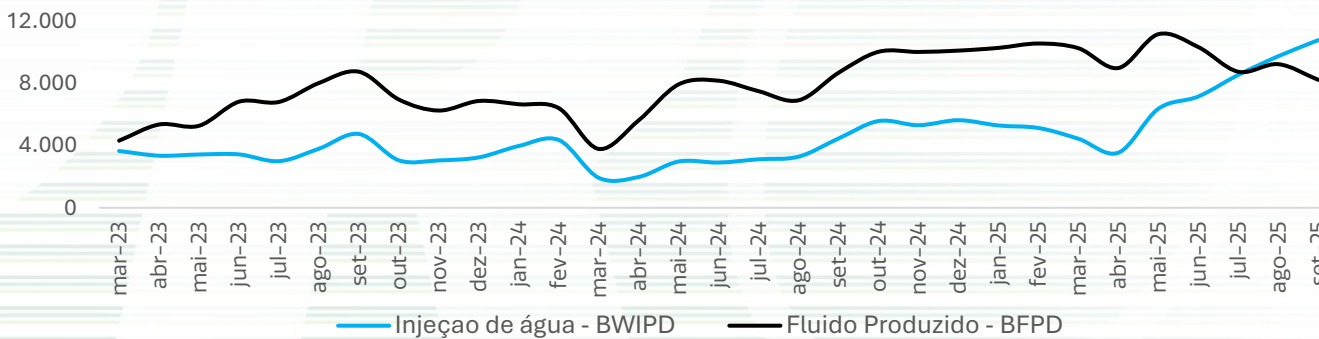
Evolução no plano de desenvolvimento de Tiê com programa de injeção de água em andamento



Produção média em Tiê (kboe/dia)



Injeção de água



Primeiro programa de perfuração e *appraisal* dos poços profundos na Bahia concluído

Biriba-20

Profundidade: 3.560 m
Zonas encontradas: 4
Produção atual¹: Estimulação realizada em outubro

Jacuípe-44

Profundidade: 3.050 m
Zonas encontradas: 6
Produção atual¹: 20 mil m³ de gás natural

Biriba-19

Profundidade: 3.630 m
Zonas encontradas: 4
Produção atual¹: 5 mil m³ de gás natural



Perfuração do primeiro poço horizontal em outubro



Próximos Passos



Hidrocarbonetos com pressão original dos reservatórios



Zonas de gás validadas



Potencial de destravar novas reservas



Foco no desenvolvimento dos projetos para melhorar economicidade



Novos patamares de custo de perfuração

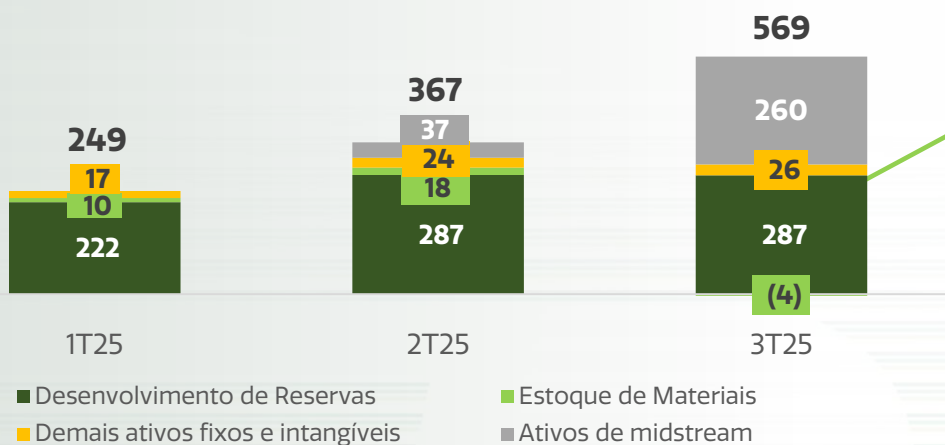


Otimização das completações para aumento da produtividade

Aplicação de novas tecnologias

Capex do trimestre focado no desenvolvimento de reservas e aquisição de ativos *midstream*

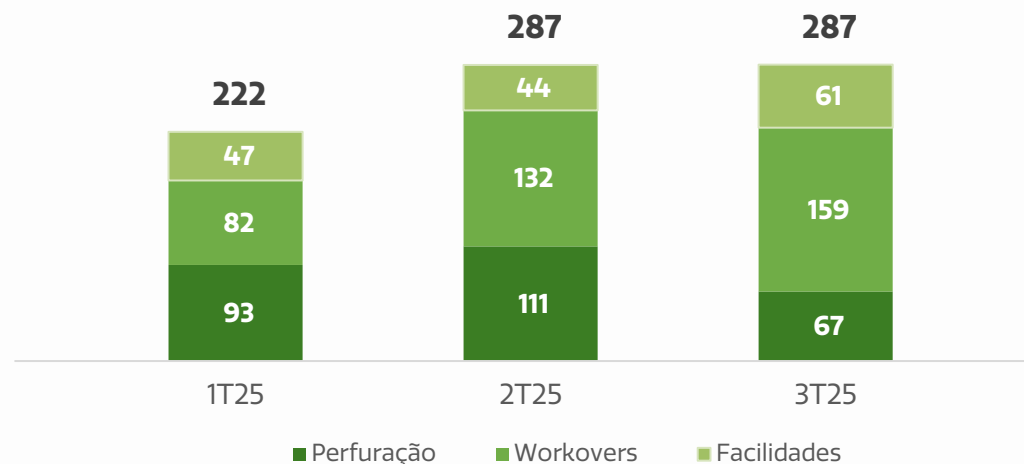
Capex Total (R\$ Milhões)



Conclusão da aquisição de 50% dos Ativos de Midstream de Gás Natural no Rio Grande do Norte:

- Desembolso 9M25: R\$ 297 milhões (85%);
- 15% remanescente a serem pagos de forma fracionada com a transferência imobiliária nos próximos meses.

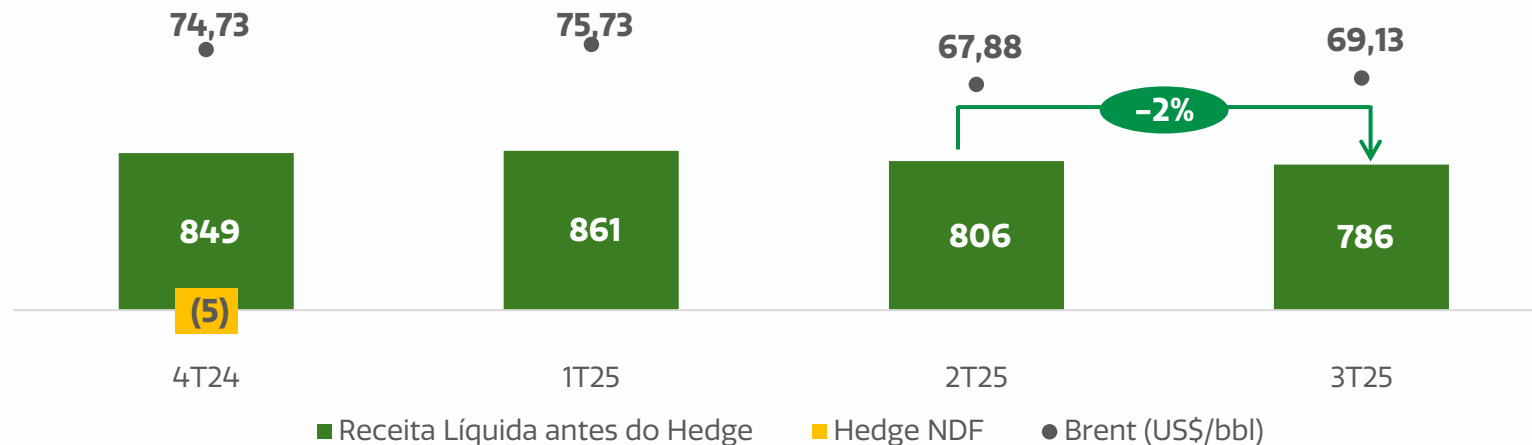
Desenvolvimento de Reservas 9M25 (R\$ Milhões)



64 workovers realizados, sendo 21 no Ativo Bahia e 43 no Ativo Potiguar

Receita Líquida de R\$ 786 milhões

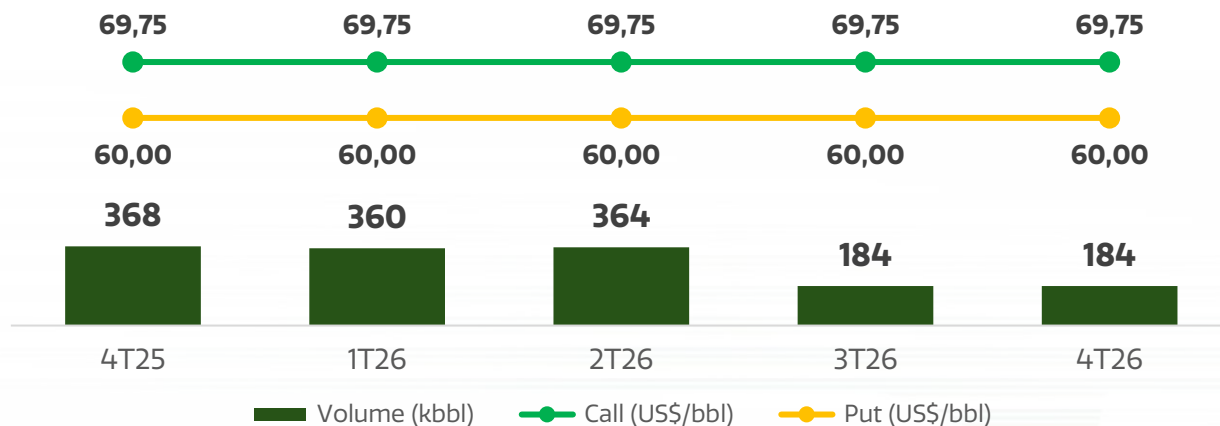
Receita Líquida (R\$ Milhões)



- ↓ **Produção:** redução de 3% na produção, sendo -5% no petróleo e -2% no gás;
- ↓ **Macro:** +2% no Brent e -4% no dólar no 3T25 vs. 2T25;
- ↓ **Desconto do petróleo:** aumento no desconto médio aplicado em relação ao Brent por reajuste do contrato de Remanso;
- ↑ **Venda do estoque de petróleo:** venda do volume armazenado junto à Brava Energia, liquidando o saldo existente.

Incremento da proteção de petróleo contra cenários adversos

Hedge de petróleo ZCC¹ (Volume x Preço)

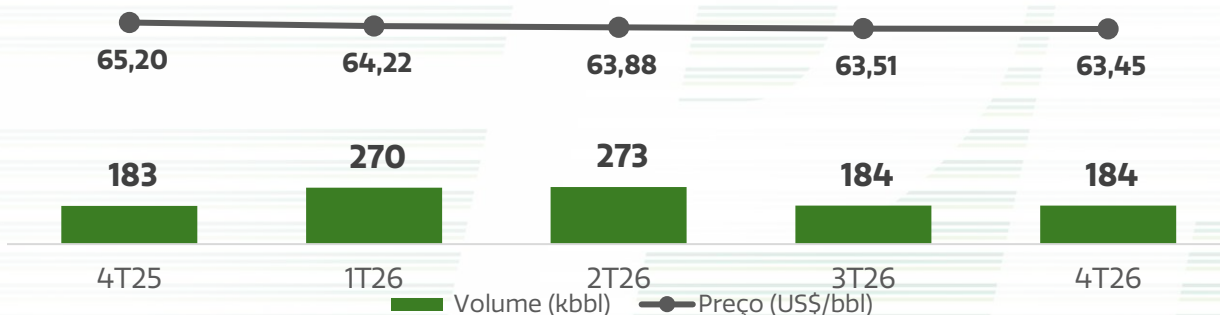


~57% da produção de 2026 protegida³

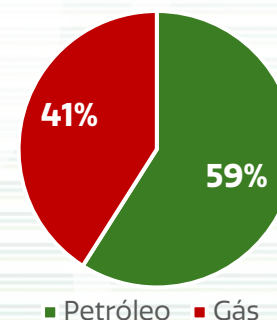
Petróleo: 35% da produção de petróleo protegida por hedge;

Gás natural: 89% da produção de gás natural protegida por preço fixo ou contratos com piso (Brent ~US\$ 71,95/bbl).

Hedge de petróleo NDF² (Volume x Preço)



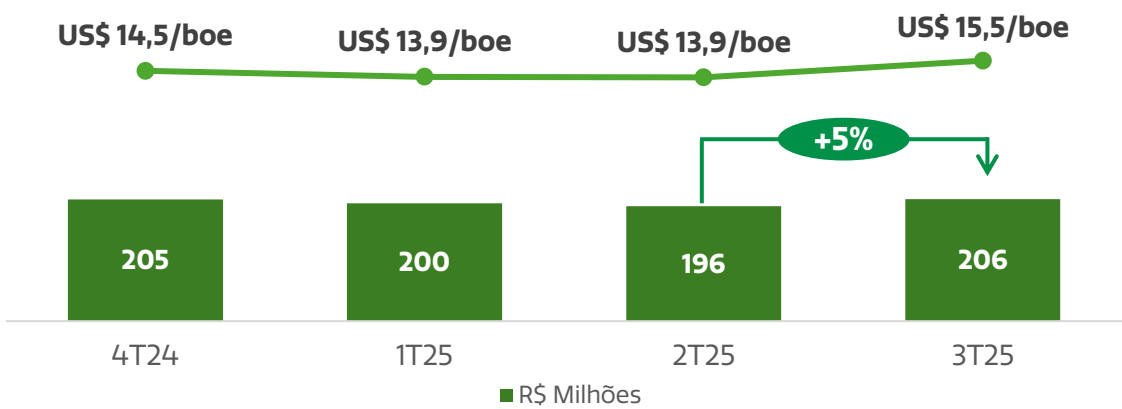
Composição da produção no 3T25



1. Zero Cost Collar
2. Non-Deliverable Forward contratados em outubro/2025
3. Leva em consideração a produção do 3T25.

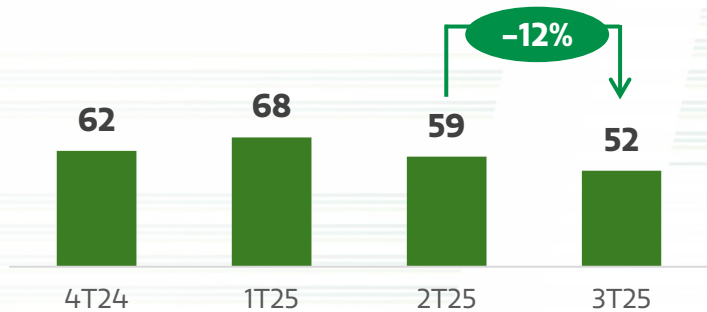
Custos e despesas 1% maior que o 2T25¹

Lifting Cost (R\$ Milhões e US\$/boe)

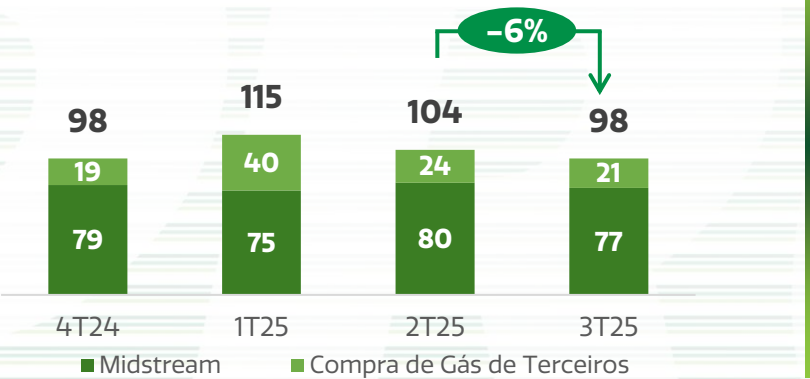


- Lifting Cost:** redução da produção e efeito do dólar, além do aumento dos custos de integridade de ativos e reparos de poços;
- Royalties:** redução do dólar e da alíquota média da Companhia;
- Midstream:** redução de custos com compra de gás, e nos custos de processamento e escoamento;
- G&A:** redução com gastos de pessoal e consultorias.

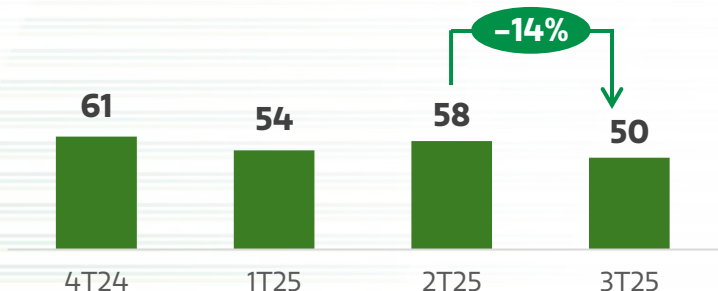
Royalties (R\$ Milhões)



Midstream e Compras de gás (R\$ Milhões)



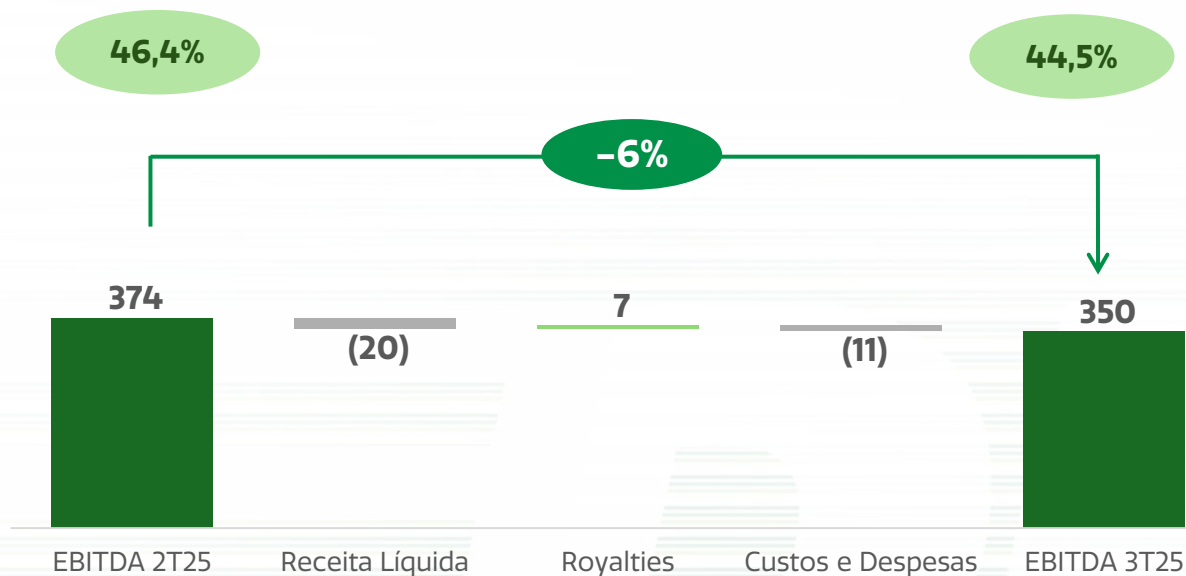
G&A² (R\$ Milhões)



1. Incluindo lifting cost, royalties, midstream, G&A e outros;
2. Excluindo depreciação.

EBITDA de R\$350 milhões, com margem de 44,5%

EBITDA (R\$ Milhões)

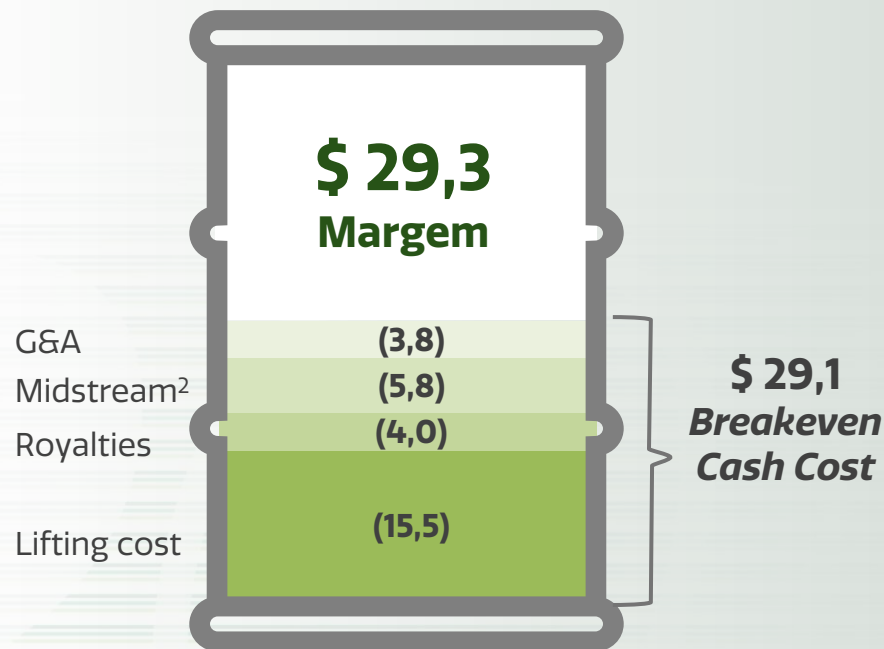


Margem EBITDA

Netback 3T25 (US\$/boe)

Brent médio: US\$ 69,13/bbl

Receita Líquida/boe¹: US\$ 58,38/boe

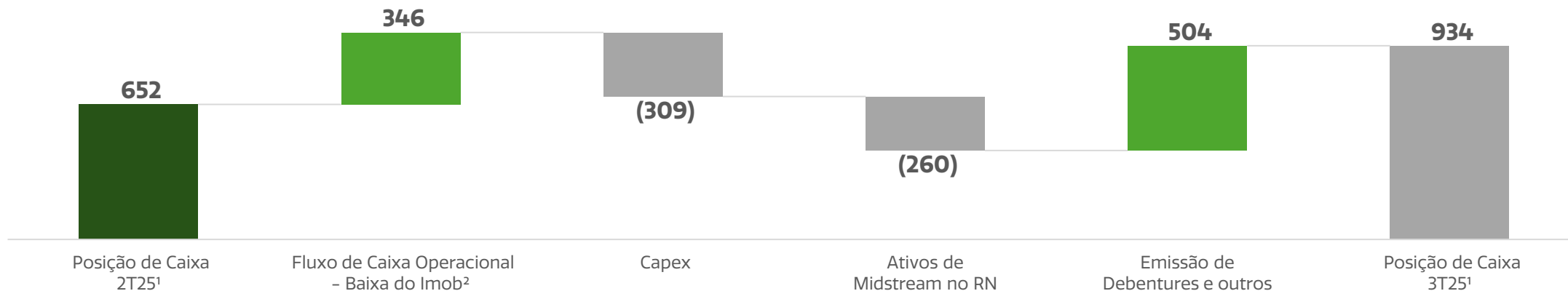


Custos de midstream ainda não refletem os efeitos da aquisição dos 50% de Guimarães.

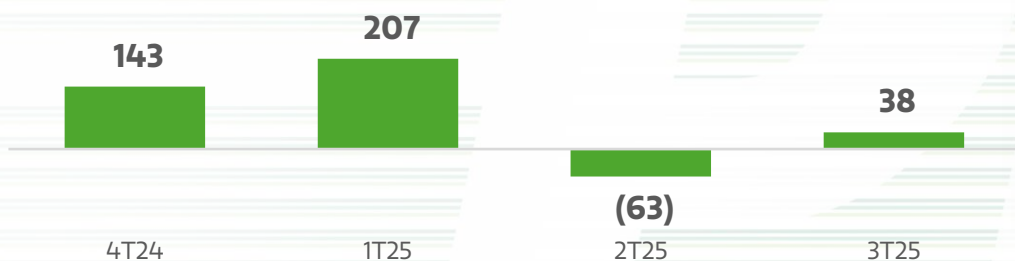
1. Receita Líquida dividida por volumes vendidos de petróleo, gás natural e subprodutos. Exclui receita de serviços prestados e os volumes comprados de gás.
2. Exclui compras de gás.

Geração de caixa livre positiva excluindo aquisição de ativos de *midstream*

Variação da Posição de Caixa (R\$ Milhões)



Geração de Caixa Livre³ (R\$ Milhões)

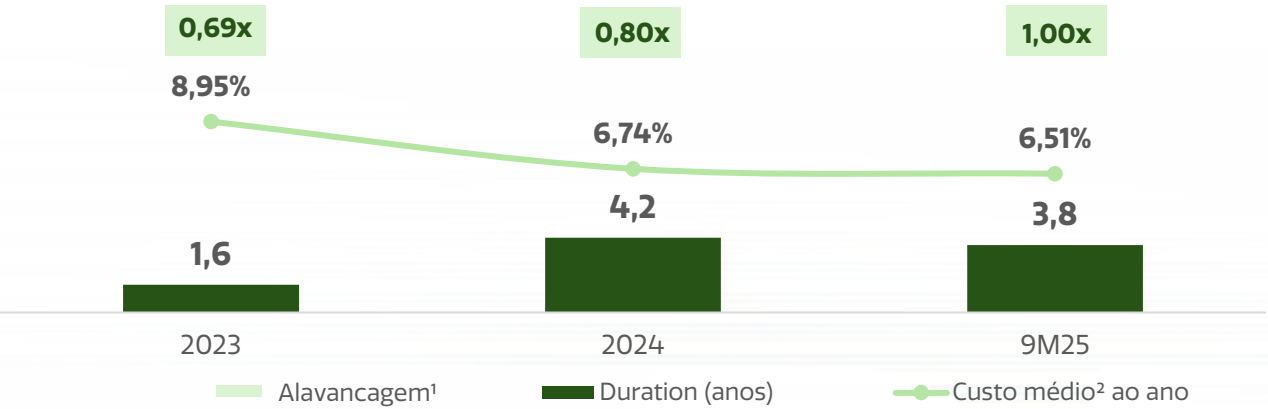


Efeito não recorrente no trimestre:

- **R\$ 260 milhões:** referente à aquisição de 50% de ativos de midstream no Rio Grande do Norte.

Eficiência na gestão de capital com baixa alavancagem e contínua redução de custos

Alavancagem, custo e *duration* da dívida



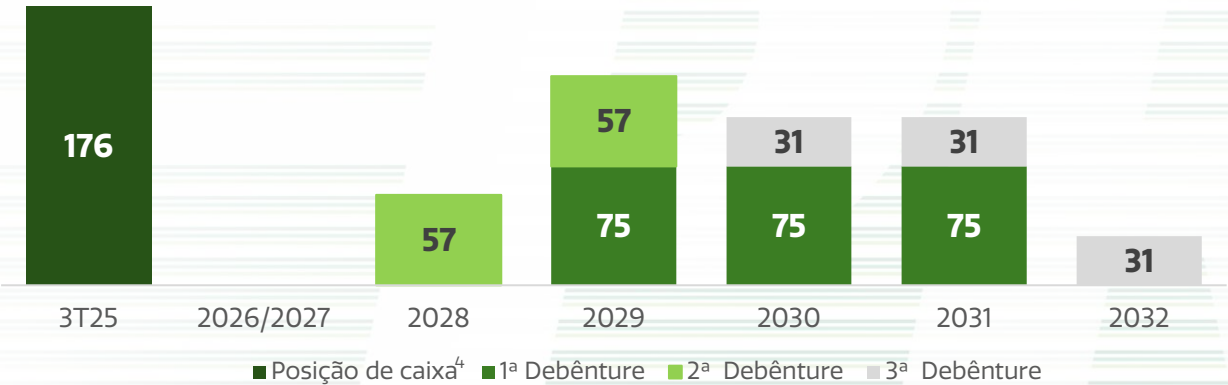
3ª Emissão de Debêntures⁵

R\$ 500 milhões

Custo swap dolarizado de 5,66% a.a

Duration de 5,2 anos

Cronograma de Pagamento da Dívida³ (US\$ Milhões)



13

1. Alavancagem considerando Dívida Líquida/EBITDA dos últimos 12 meses.

2. Custo médio dolarizado ao ano.

3. Refere-se às debêntures, considerando o swap que foi realizado.

4. Posição de Caixa (inclui Caixa e Equivalentes de Caixa, e Aplicações Financeiras de curto prazo) em US\$ considera câmbio em 30 de setembro de 2025 no valor de R\$ 5,32.

5. Liquidada em julho/2025.



Destaques de Sustentabilidade e Governança

Programa de Formação Técnica para Mulheres

Parceria com SENAI/BA, com 30 vagas de formação

Atualização do Código de Ética e Conduta

Evolução das práticas de governança

Índice de Dividendos (IDIV)

Entrada na carteira de setembro/25

Índice de Diversidade (IDVR)

2º ano consecutivo, reforçando compromisso com diversidade e inclusão

Viva Sabiá

Duas novas comunidades impactadas e implementação de 45 novos sistemas de Bioágua ou unidades Aqualuz

+ de 500 pessoas impactadas diretamente¹

+ 2.900 pessoas em ações de educação, assistência agroecológica e cidadania¹

Programa PROCOMPI

Capacitação gratuita de micro e pequenas indústrias da cadeia de fornecimento



Lançamento do Programa "Mulheres no Óleo e Gás" em Alagoinhas

Q&A

Relações com Investidores



ri.petroreconcavo.com.br



ri@petroreconcavo.com.br