

Divulgação dos Resultados 3T24

RECV
B3 LISTED NM

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 divirjam de maneira relevante dos planos, objetivos, expectativas, estimativas e intenções expressos nesta apresentação.

Em nenhuma hipótese a Companhia ou suas subsidiárias, 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.

Destaques do período



FINANCEIROS



R\$ 439 MM de EBITDA
(-2% vs. 2T24)
R\$ 1.240 MM 9M24
(+ 20% vs. 9M23)



R\$ 159 MM de Lucro
(+17% vs. 2T24)
R\$ 405 MM 9M24
(-22% vs. 9M23)



R\$ 379 MM em proventos
(R\$ 1,29/ação)
R\$ 806 MM acumulado no ano
yield aproximado no ano de 14,5%



Rating AA.Br e
2ª emissão de Debêntures
R\$ 650 milhões ao custo
médio dolarizado de 6,16% a.a.



OPERACIONAIS



26,4 kboe/dia de
Produção
(estável vs. 2T24)



Perfuração de 2 poços
pela PR-14
Poços em Tiê executados
com sucesso



Projeto da UPGN
Miranga
Investimento
aprovado



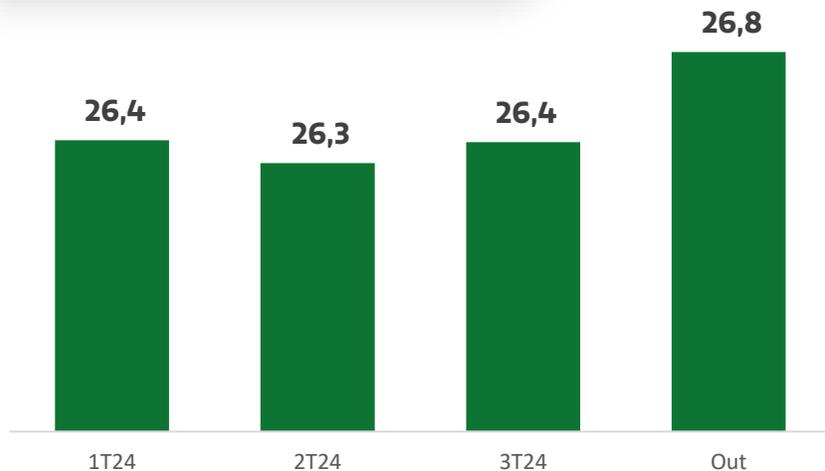
Novas rotas de
escoamento de petróleo
em desenvolvimento
MoU com Shell, Ultracargo (Aratu e
Suape) e CIPP/Dislub (Pecém)



Central de monitoramento e
controle de energia elétrica
Sistema em
tempo real

Estabilidade na produção com aceleração no programa de execução de sondas

Produção média (kboe/dia)



- Produção de gás média em ~42%



Workovers YTD out.

173 realizados

- 114 no Ativo Potiguar;
- 59 no Ativo Bahia.

Outubro

Frota – Sondas Perfuração



PR-04

Origem -> BA

Tiê:
2 poços



PR-14

Tiê:
2 poços

Biriba/Jacuípe:
2 poços

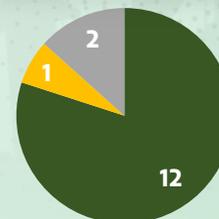


PR-21

Seacrest-> RN

Ativo Potiguar:
7 poços

Frota – Sondas Workover



■ Própria ■ Alugada ■ Terceirizada



Aceleração do Plano de Workover, com a contratação de duas sondas terceirizadas.

Evolução do programa de confiabilidade operacional



Objetivo



Status

Avanço

1

UTG São Roque

Aumento de capacidade de processamento na Bahia
Melhoria na monetização do gás

Operação contínua desde o final de julho



2

UPGN Miranga

Aumento de capacidade de processamento na Bahia
Redução de custos

Terreno adquirido ✓
Processo de seleção técnica ✓
Final Investment Decision ✓



3

UPGN Potiguar

Redução de custos de *midstream* no RN
Continuidade operacional da produção

Promessa de Compra e Venda Terreno ✓
MoU assinado com Enerflex ✓
MoU com Brava ✓



4

Truck loading de petróleo no RN

Opcionalidade de escoamento por modal rodoviário
Truck loading operando

4.1

Desenvolvimento de novas rotas para escoamento de petróleo

MoUs assinados com Shell, Ultracargo (Aratu e Suape) e CIPP/Dislub (Pecém)



5

Confiabilidade elétrica

Aumento de resiliência climática nas operações e *uptime* de produção

Central de monitoramento e controle de Energia elétrica ✓

Parceria com concessionárias para otimizações



Consolidação do modelo de *midstream* | Aprovação do FID da UPGN Miranga

Em localização estratégica, a nova planta permitirá o processamento de todo o gás atualmente enviado à UTG Catu, com interligação à malha de transporte da TAG.



Características

Capacidade: 950 Mm³/d, expansível a 1.500 Mm³/d

Capex estimado: US\$ 60 milhões

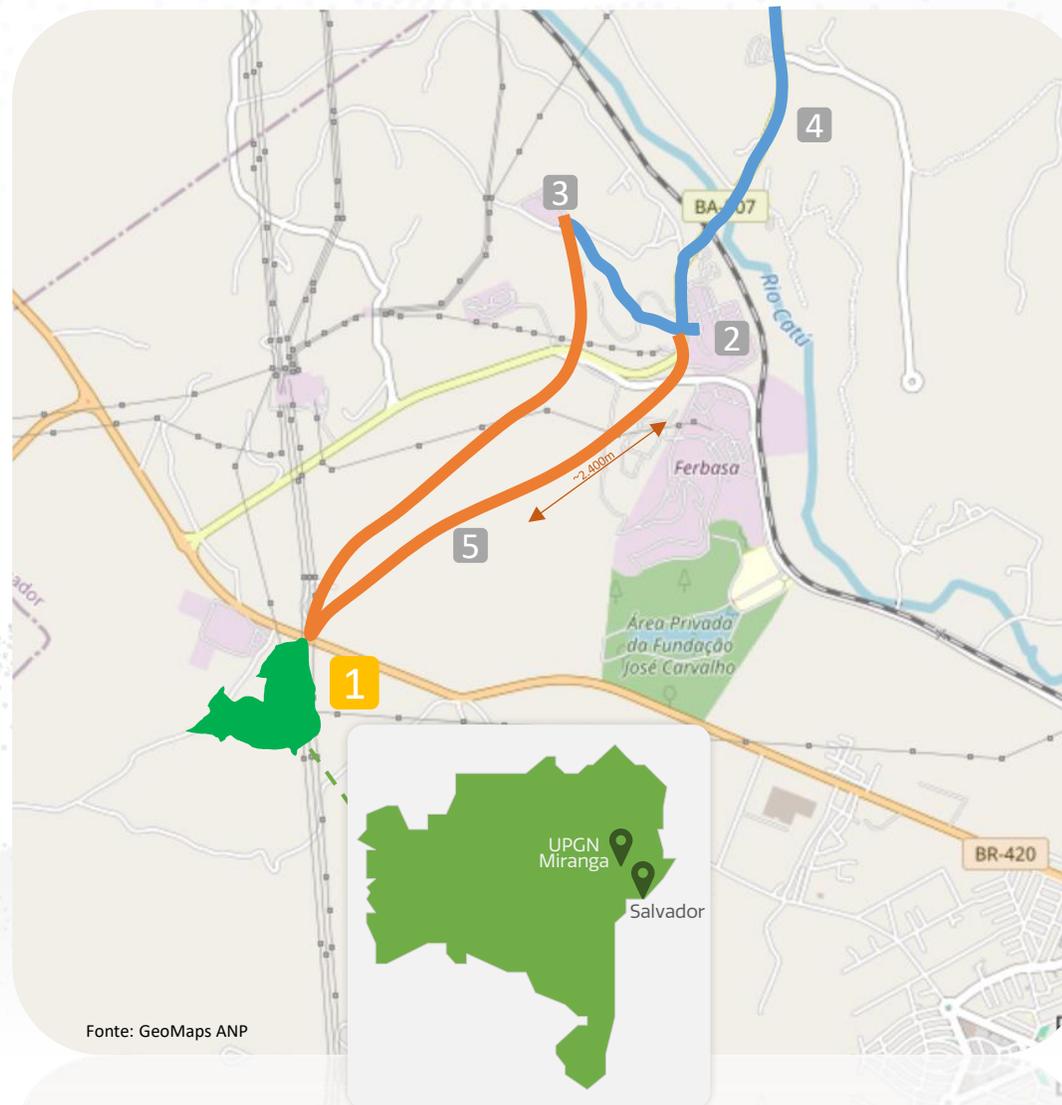
Produtos: Gás Natural + Condensado Estabilizado

Início da operação: Até o final de 2027



Benefícios

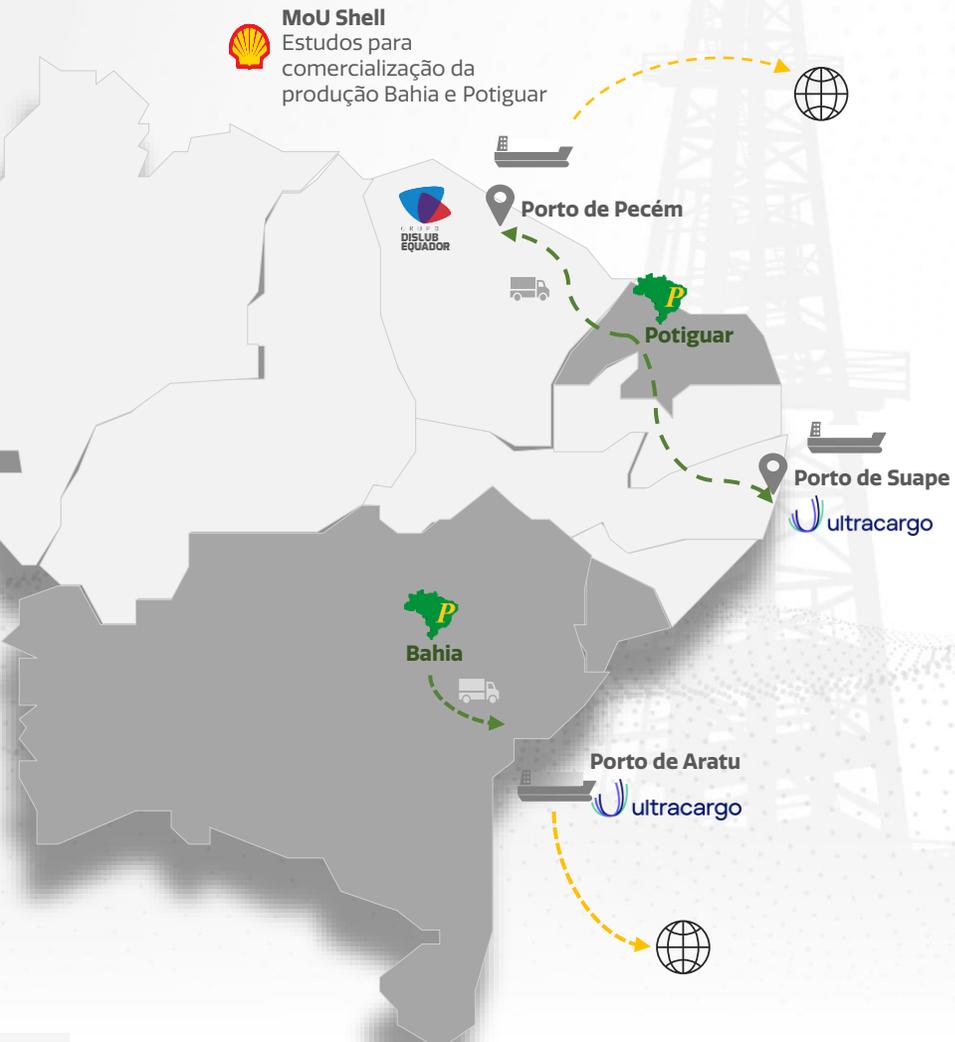
1. Redução de custos de processamento;
2. Mitigação de riscos de gargalo de capacidade de processamento de gás no longo prazo;
3. Aumento de resiliência operacional e alinhamento com o programa de desenvolvimento de reservas de gás na Bahia.



- 1 UPGN Miranga
 - 2 UTG Catu (Petrobras)
 - 3 Ponto Entrega TAG
- Infra dutos atual
(Upstream -> UTG Catu -> TAG)
- Infra dutos prevista
(Upstream -> UPGN Miranga -> TAG)

Importantes avanços nas alternativas logísticas de escoamento de petróleo

MoUs assinados visam desenvolver rotas que permitirão um novo modelo de comercialização da produção



Petróleo Ativo Potiguar

- *Truck loading* de petróleo em Upanema;
- MoU com CIPP e Dislub:
 - Rota rodoviária até Porto de Pecém (~320km)
 - Rápida implementação (solução temporária até tancagem definitiva)
 - Modelo escalável e compatível com produção do Ativo Potiguar
- MoU com Ultracargo:
 - Rota para entrega via Porto de Suape



Porto de Pecém

Petróleo Ativo Bahia

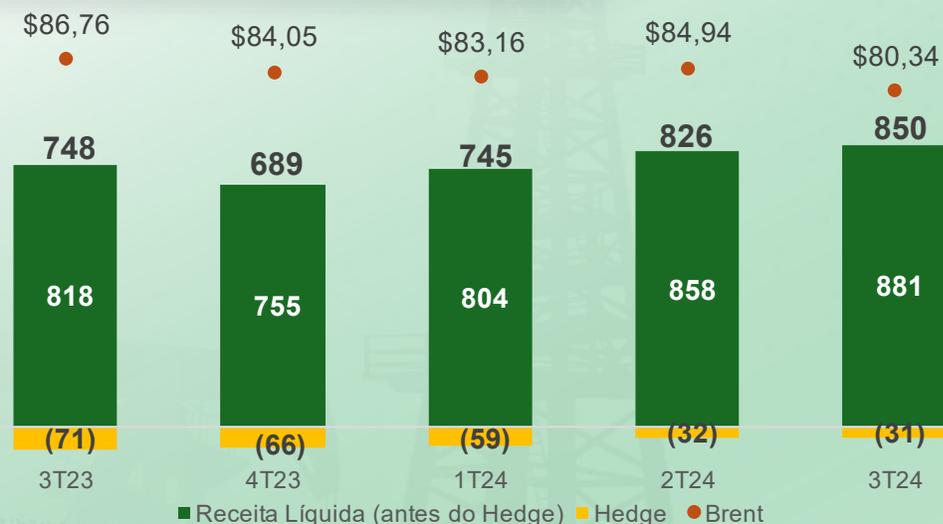
- Solução alternativa à entrega via oleoduto para refino local (~60km via modal rodoviário)
- MoU com Ultracargo:
 - Armazenagem e movimentação de petróleo no Terminal de Aratu
 - Estudos para solução de curto e longo prazo, com possibilidade de conexão dutoviária da produção do Ativo Bahia



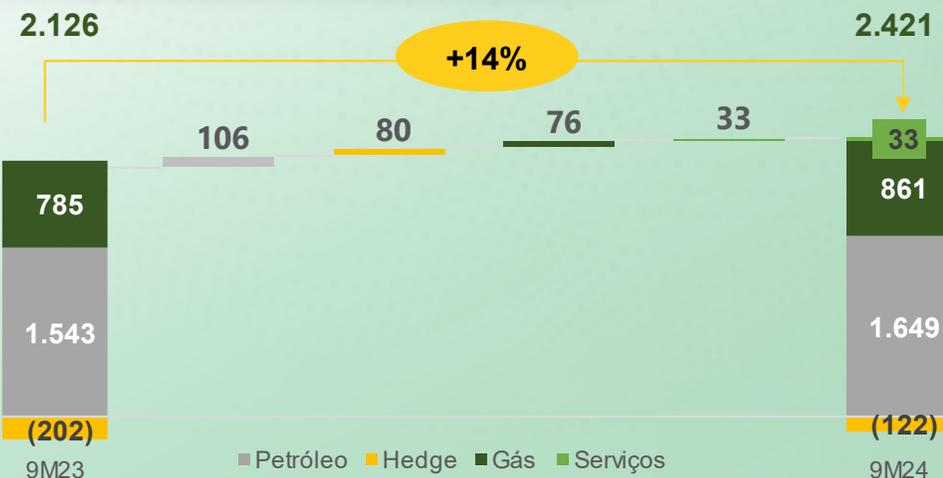
Porto de Aratu

Receita Líquida recorde, apesar da queda de 5% do Brent

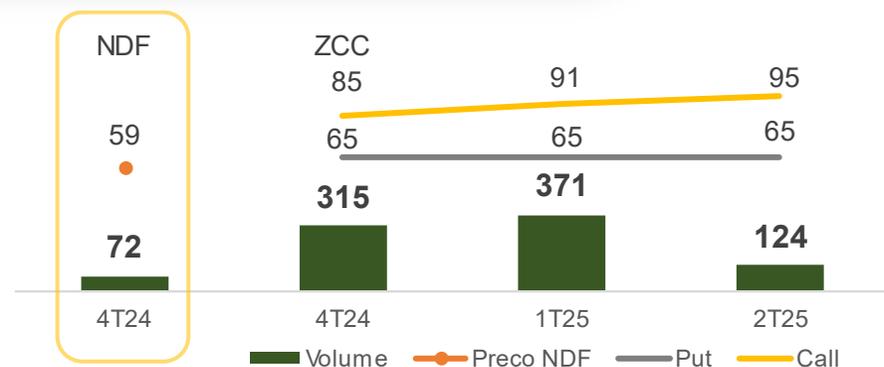
Receita Líquida (R\$ Milhões)



Receita Líquida 9M24 (R\$ Milhões)



Hedge – Volume (Mbbbl) x Preço (US\$/bbl)



Evolução da Receita Líquida 9M24 vs. 9M23

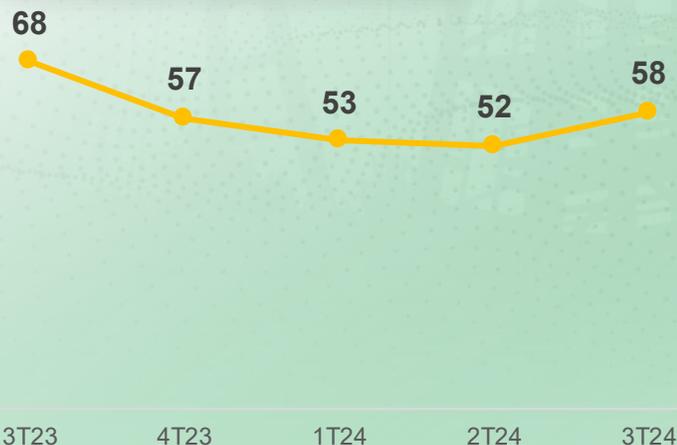
- **Petróleo:** incremento de 3% na produção e variação do câmbio;
- **Hedge:** redução de 40% no efeito de hedge sobre a receita líquida, fruto de redução do volume "headgeado" de 896 kbbbl no 9M23 para 681 kbbbl no 9M24;
- **Gás:** incremento de 6% na produção vs. 9M23;
- **Serviços:** receita incremental referente aos serviços prestados com sondas de perfuração a parceiros.

Evolução positiva no custo de *midstream* com aumento do *lifting cost*

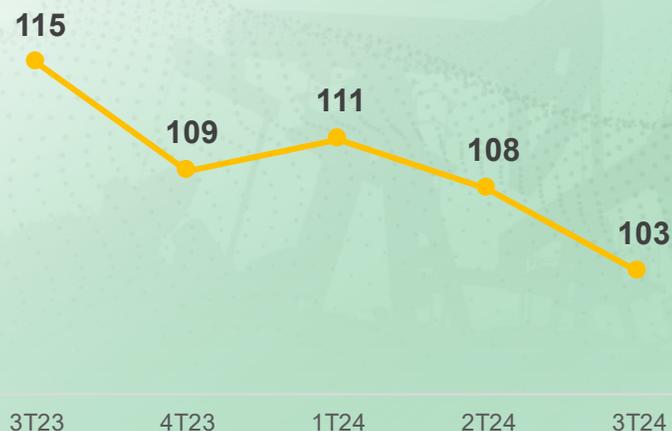
Lifting cost (US\$/boe)



Royalties (R\$ Milhões)



Midstream (R\$ Milhões)



Destaques

Lifting Cost: Reflete aumento nos gastos com reparo de poços, integridade de ativos associados ao plano de resiliência operacional;

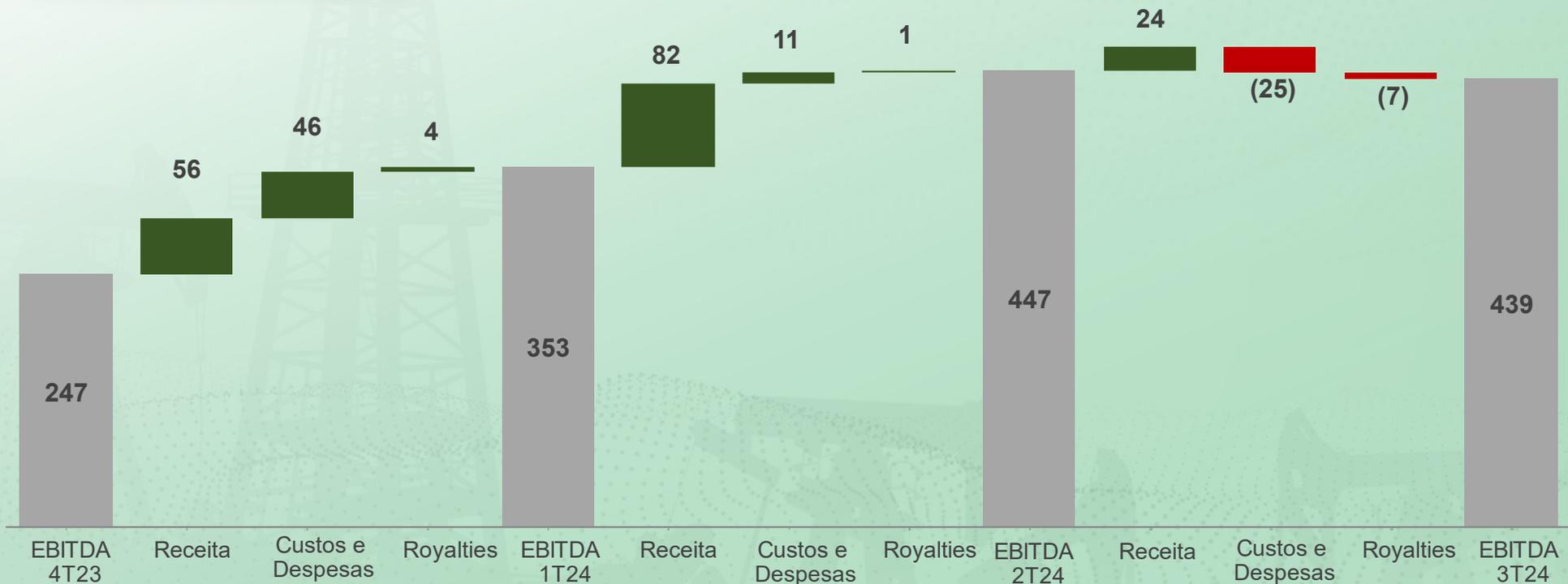
Royalties: Impactado pelo aumento da produção no campo de Tiê, que tem média superior à média da Companhia;

Midstream: Impactado principalmente pela operação da UTG São Roque que reduz custos com processamento e escoamento de gás natural, além da redução no transporte pelas entregas diretamente para Bahiagás.

EBITDA de R\$ 439 milhões no trimestre e R\$ 1.240 milhões YTD

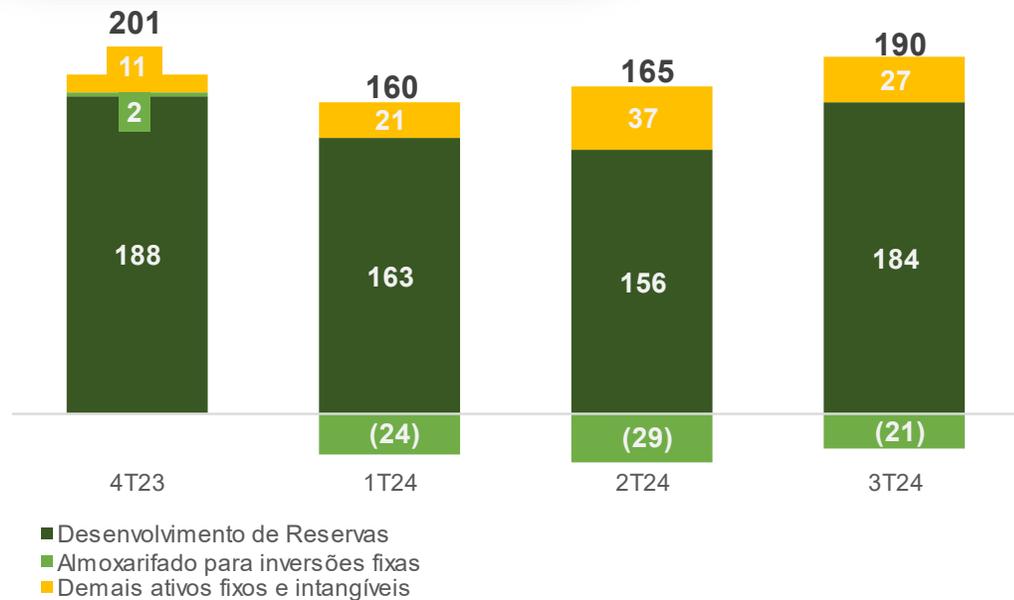
Impactado pelo sucessivo aumento da receita e redução de custos no acumulado do ano

EBITDA (R\$ Milhões)

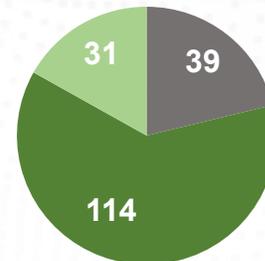


Aumento do Capex alinhado com o avanço dos projetos de desenvolvimento de reservas

Capex Total (R\$ Milhões)

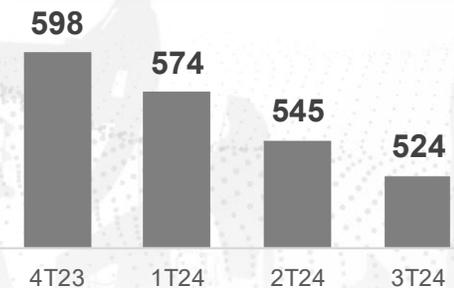


Desenvolvimento de Reservas 3T24 (R\$ Milhões)



■ Perfurações ■ Workovers ■ Facilidades

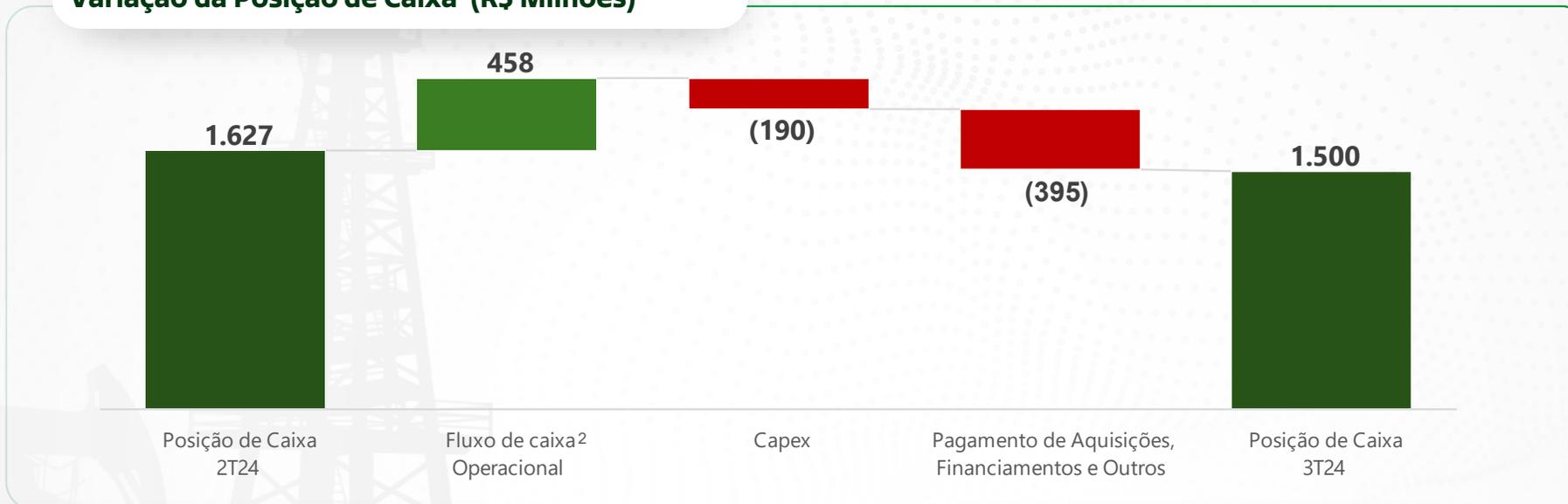
Posição de inventário (R\$ Milhões)



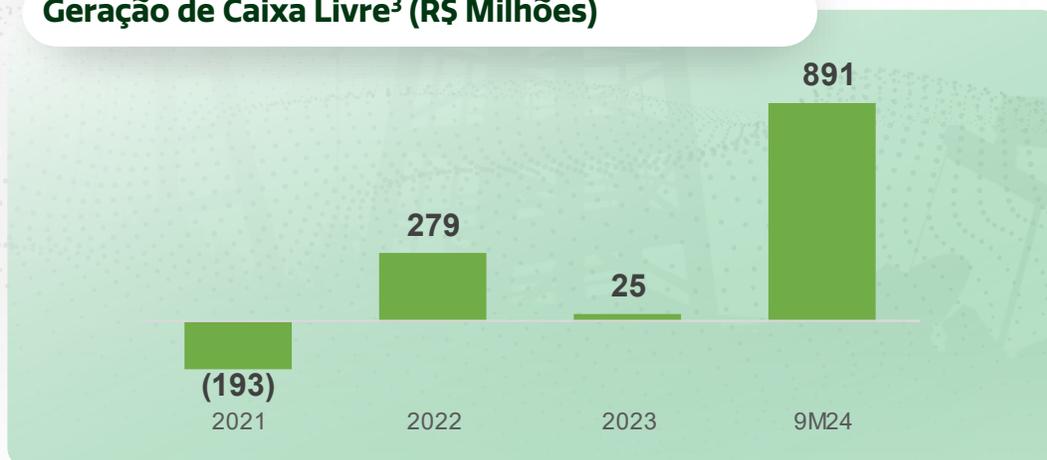
Redução de R\$ 74 milhões YTD

Sólida geração de caixa e robusta distribuição de proventos

Variação da Posição de Caixa¹ (R\$ Milhões)



Geração de Caixa Livre³ (R\$ Milhões)



Proventos (R\$ Milhões)



1. Inclui caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras.

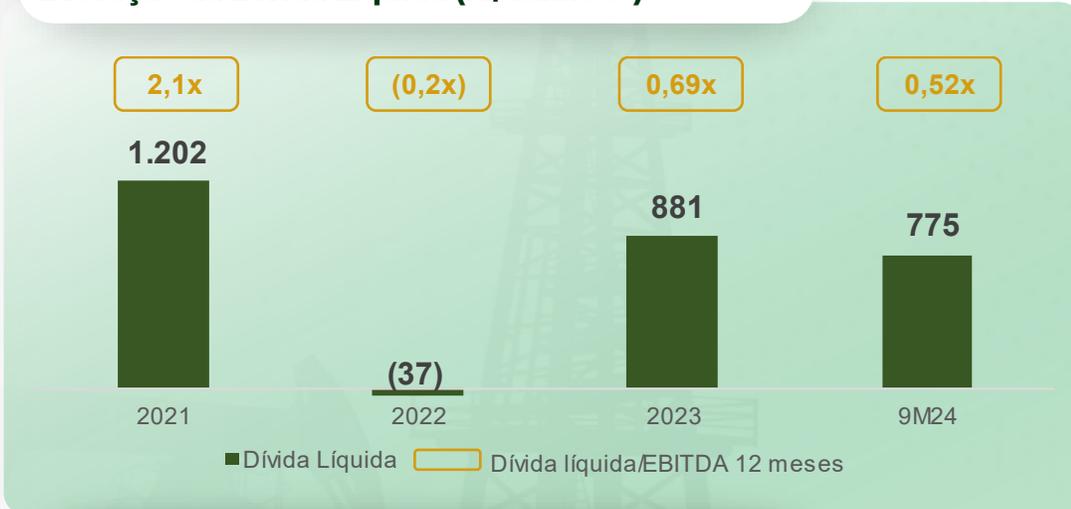
2. Variação de caixa resultante das Atividades Operacionais, ajustado das Baixas do Imobilizado

3. Fluxo de Caixa das Operações menos adições ao Imobilizado e Intangível

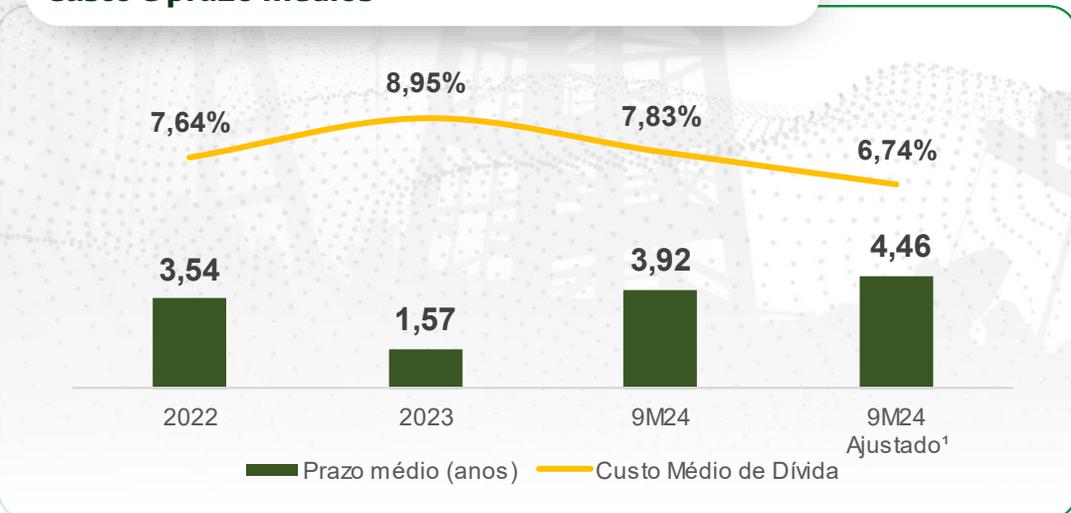
Balanço saudável comprovado com a emissão do *rating* AA.br pela *Moody's*

2ª Emissão de Debêntures promovendo melhoria do custo e prazo da dívida

Evolução da Dívida Líquida (R\$ Milhões)



Custo e prazo médios



2ª Emissão de Debêntures

Captação
R\$ 650 milhões



Pré-pagamento
US\$ 126 milhões

AA.Br Rating pela Moody's Brasil

Comparando com 2023:

+2,89 anos alongamento do prazo

-2,21 p.p. no custo da dívida

1. Considera a 2ª Emissão de Debêntures e pré-pagamento de dívida no valor de US\$ 126 milhões.

Considerações finais



Consolidação no midstream

Aprovação da UPGN Miranga, alinhando com a estratégia de crescimento na Bahia



Desenvolvimento de rotas de escoamento

Rotas alternativas de escoamento de petróleo gerando flexibilidade na comercialização



Retomada da perfuração

Aceleração do desenvolvimento de reservas no 4T24, com intensificação da campanha de perfuração



Porto de Suape



Sonda PR - 14



UTC São Roque



Q&A

Relações com Investidores

🌐 ri.petroreconcavo.com.br

✉️ ri@petroreconcavo.com.br