

PetroReconcavo

DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

3T26

RECV

B3 LISTED NM

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 acepção 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 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.

PetroReconcavo

Destaques 3T26

Receita Líquida

R$ 786 milhões

2T26	-3%	3T25	0%

EBITDA ajustado[1]

R$ 379 milhões

2T26	-4%	3T25	+8%

Lucro Líquido

R$ 236 milhões

2T26	+16%	3T25	+94%

Geração de Caixa Livre

R$ 134 milhões

2T26	+81%	3T25	n.m.

Operacionais

Produção

23,7 kboe/dia

2T26	-2%	3T25	-10%

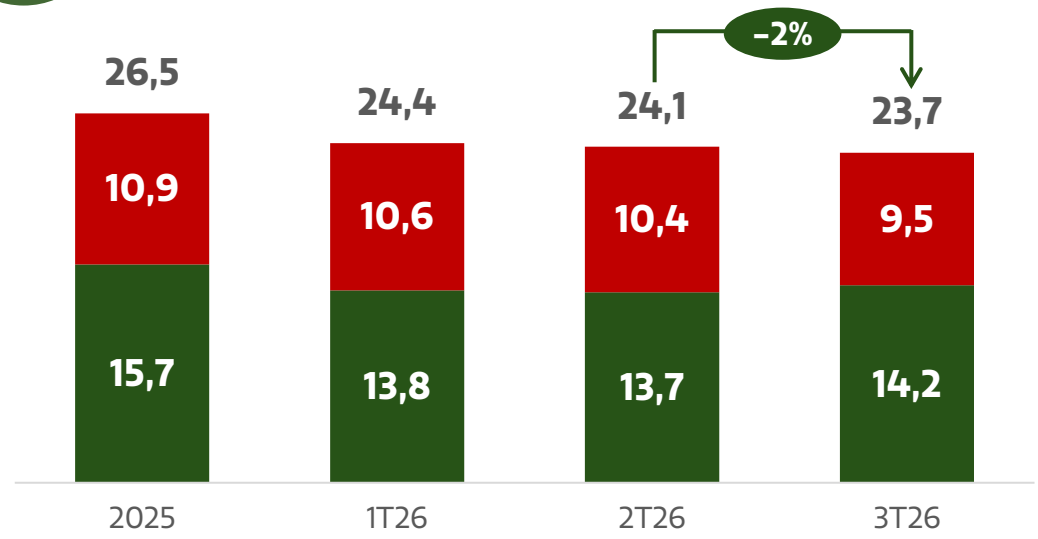
- Contrato de 10 anos com a Petrobras para tratamento de gás na UTG Catu, eliminando necessidade de investimento de US$ 60 milhões
- Novo contrato de longo prazo com a Brava, com melhor precificação da venda de petróleo do Ativo Potiguar
- Aquisição de dois blocos exploratórios no 6º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão da ANP

1- Exclui R$ 19 milhões de efeitos não recorrentes (*write-off* do Capex associado a UPGN Miranga e ajuste em contas a receber).

Estabilização da produção, com menor Capex no ano

Avanço da produção de petróleo impulsionado pela estratégia de injeção

Produção média (kboe/dia)



Petróleo

4%

Início dos resultados da repressurização dos reservatórios

Gás

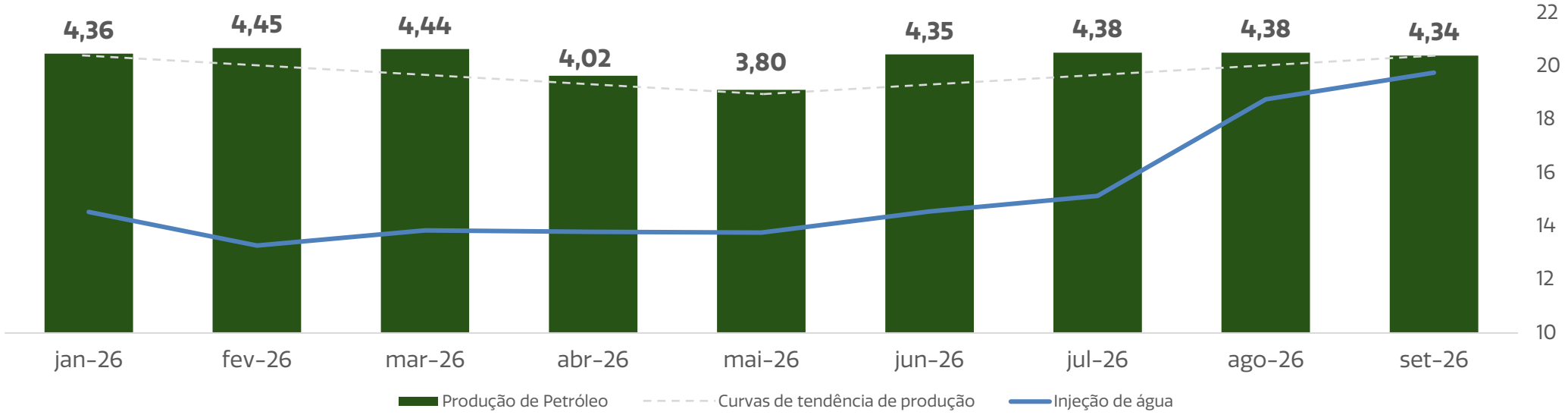
9%

Efeito de baixo uptime do sistema de compressão no Ativo Bahia e depleção de gás no Polo de Sabiá

-14% em Capex de Desenvolvimento de Reservas tri vs. tri

Implementação dos projetos prioritários de recuperação secundária

4 campos prioritários | Produção de óleo e injeção de água (Milhares de barris por dia)



Injeção consolidada dos 4 campos

- Projetos iniciados em 2025: Tiê e Sabiá da Mata
- Novos projetos em andamento: Sabiá Bico-de-Osso e Brejinho

+ 44% na injeção entre mai/26 e set/26

Mudança estrutural do perfil de risco da Companhia

Plano de resiliência operacional avança com maior eficiência, flexibilidade e disciplina de capital

Destaque 3T26

Gás

UTG Catu: contrato longo prazo

- Garantia de capacidade contratada entre 2028 e 2037
- Redução do custo de processamento
- Suspensão do projeto UPGN Miranga, com **US$ 60 milhões** em capex evitado

Rio Grande do Norte

Gás

- **Aquisição de 50% UPGN Guamaré**

Óleo

- **Rotas alternativas e captura de valor**
  - Porto do Pecém
  - Contrato Brava

Bahia

Gás

- **UTG Catu: contrato longo prazo**
- **UTG São Roque**

Óleo

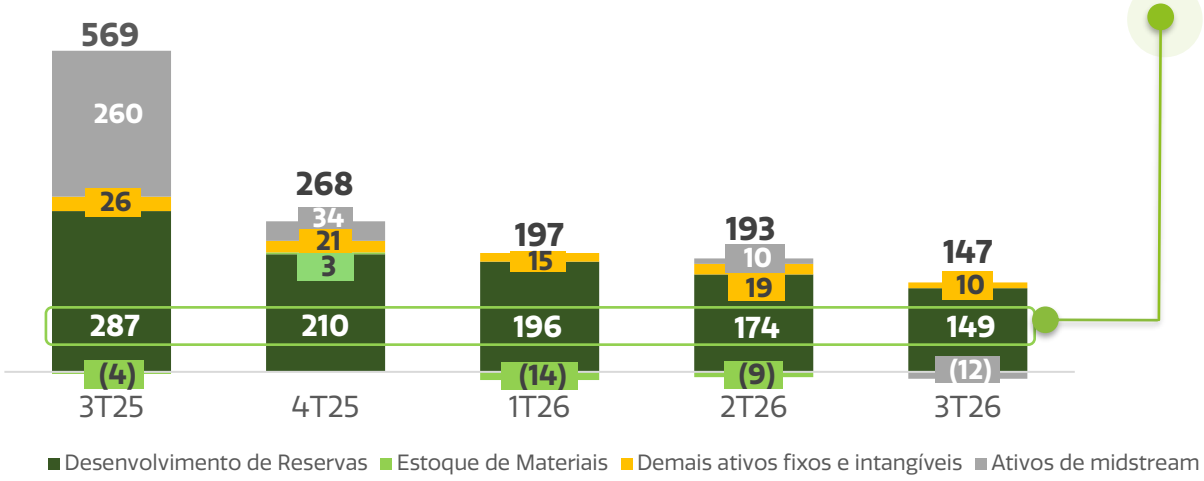
- **Diversificação das rotas de comercialização**

Geração de valor

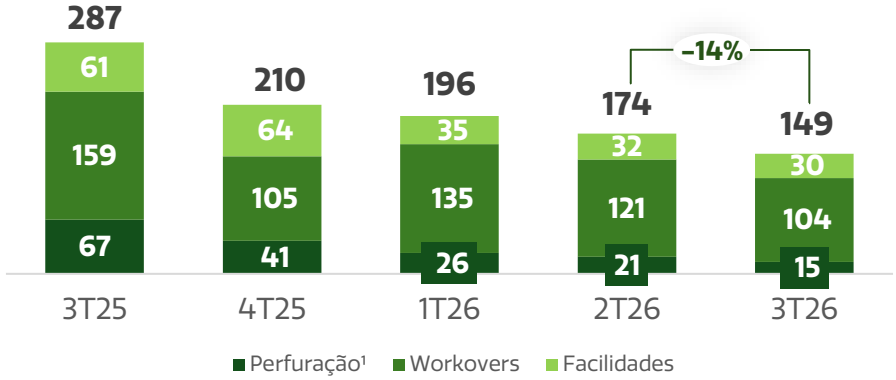
- Redução de riscos relacionados ao escoamento da produção
- Melhor monetização da produção, com menores custos

Otimização do Capex orientada à maximização do retorno do capital

Capex Total (R$ Milhões)



Desenvolvimento de Reservas (R$ Milhões)



Destaques

Workover

Menor atividade no trimestre com melhor retorno por projeto

Ativos de Midstream

Write-off de R$ 15 milhões de capex associado à suspensão do projeto de construção da UPGN Miranga

Facilidades

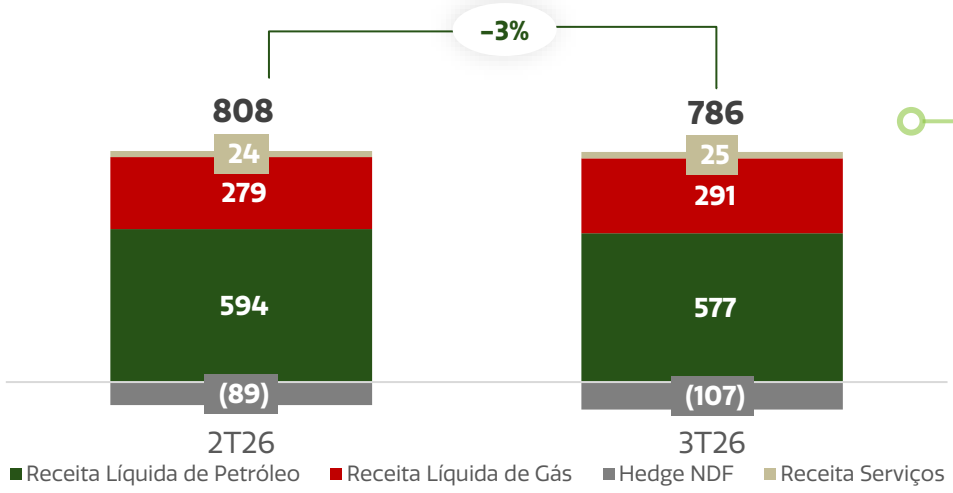
Refletindo projetos de recuperação secundária e resiliência operacional

1- Perfuração: custos remanescentes de completação e custos de reprocessamento sísmico.

Receita líquida de R$ 786 milhões

Receita Líquida (R$ Milhões)

	2T26		3T26
Produção (kboed)	24,1	-2%	23,7
Dated Brent (US$/bbl)	103,85	-7%	96,87
ICE Brent (US$/bbl)	96,68	-6%	91,29
Dólar (R$/US$)	5,05	+2%	5,14



Preço de realização	2T26		3T26
Petróleo[1] (US$/bbl)	79,50	-12%	70,11
Gás (US$/MMBTU)	10,26	-1%	10,18
Realização média[2] (US$/boe)	71,50	-7%	66,33

Variações na Receita

Petróleo: queda no preço médio de referência do Brent e maior volume dos contratos de hedge na modalidade NDF

NDF: liquidação de 733 mil barris ao preço médio de US$ 62,96

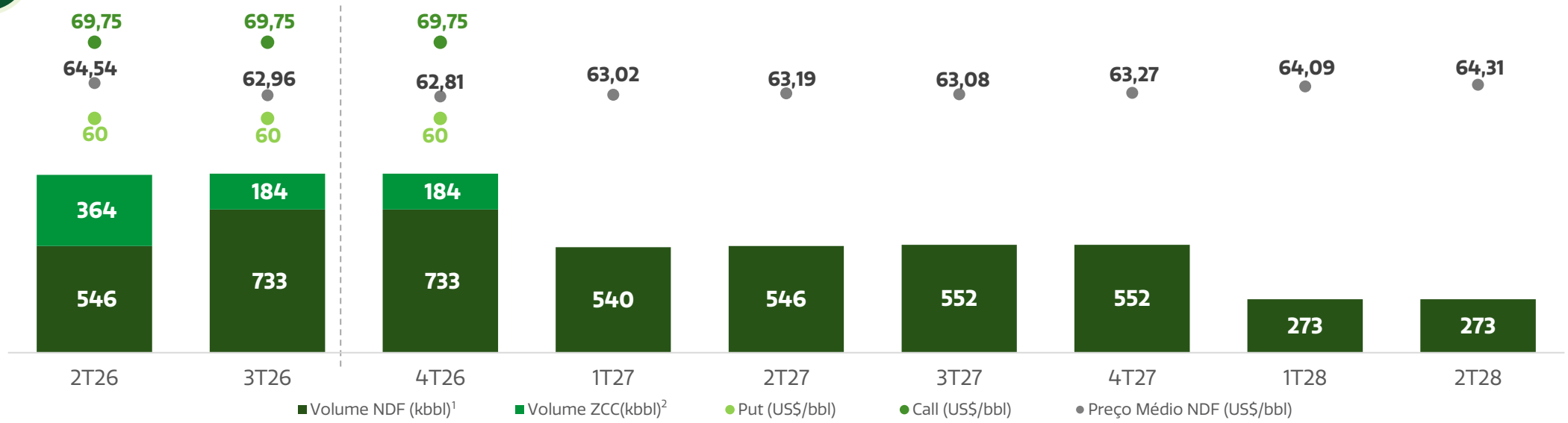
Gás natural: reflete maior volume processado no trimestre e retorno das vendas de líquidos de gás, após a normalização da operação da UPGN Guamaré

Serviços: prestação de serviços de perfuração para terceiros

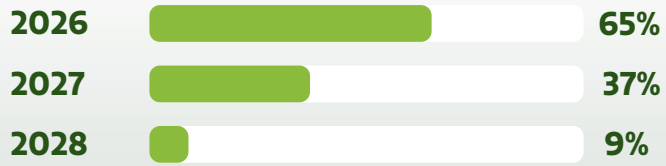
1 – Inclui efeito dos hedges.
2 – Inclui mix de produtos, desconto dos contratos de petróleo e precificação do gás e impacto dos instrumentos derivativos NDF.

Hedge de petróleo

Volumes e preços médios



Curva de Petróleo 1P Hedgeada[4]



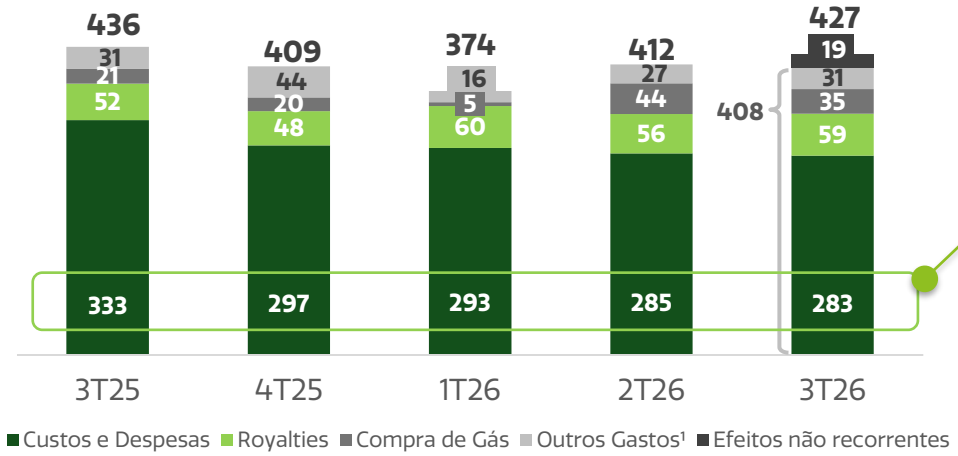
Contabilização do hedge

	Liquidação	3T26	2T26	MTM
NDF	Impacta Receita (hedge accounting)	R$ 107 milhões	R$ 89 milhões	Valor justo apurado no Patrimônio Líquido[3]
ZCC	Impacta Resultado Financeiro	R$ 20 milhões	R$ 50 milhões	Valor justo apurado no Resultado Financeiro

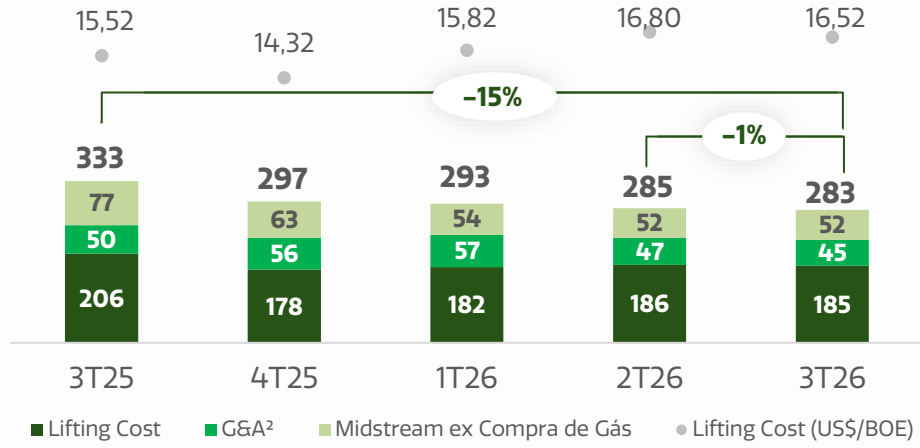
1 – Non-Deliverable Forward.
2 – Zero Cost Collar.
3 – Não afeta resultado.
4 – Conforme curva 1P da Certificação de Reservas data base 2025.

Custos e despesas estáveis, excluindo efeitos não recorrentes

Custos e Despesas Totais (R$ Milhões)



Custos e Despesas Operacionais e Administrativos (R$ Milhões)



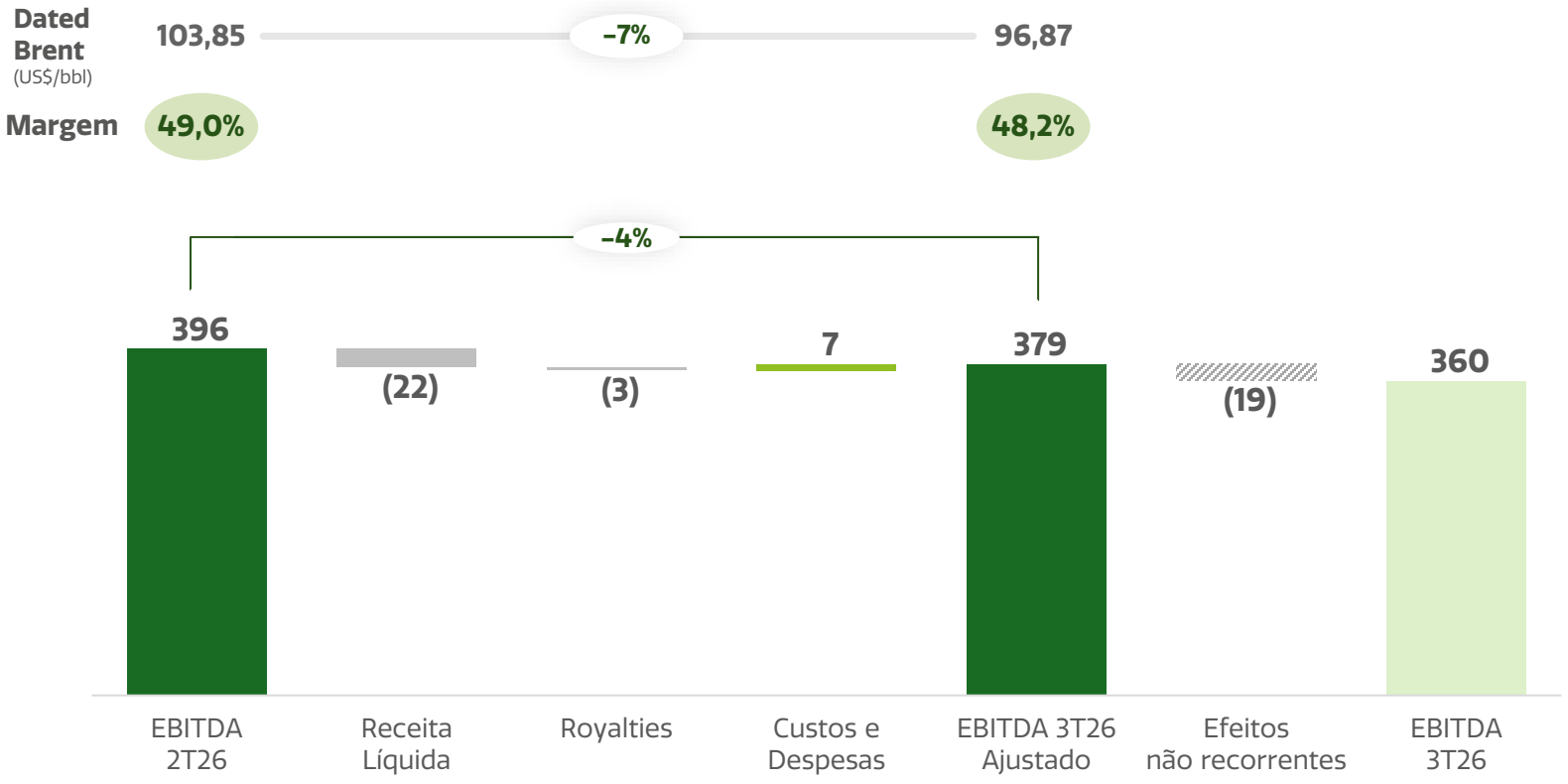
Principais efeitos

- **Compras de gás:** redução de 20% na compra de gás de terceiros
- **Royalties:** maior alíquota média, por mix de produção com maior participação de Tiê
- **Outros Gastos¹:** variação de eficiência do RSO e baixas em estoque
- **Não recorrentes:** *write-off* de capex inicial da UPGN Miranga e ajuste em contas a receber
- **Lifting Cost:** redução de 1% no total e 2% no efeito por barril refletindo a valorização do dólar
- **G&A²:** menores gastos com pessoal

1- Outros Gastos: Outras Receitas (despesas), líquidas.
2- G&A exclui depreciação.

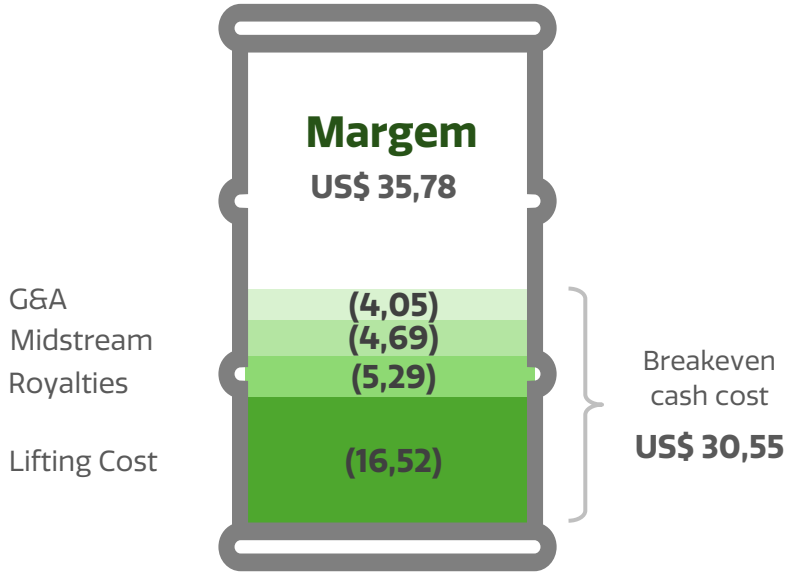
EBITDA ajustado de R$ 379 milhões

EBITDA (R$ Milhões)



Netback 3T26[1] (US$/boe)

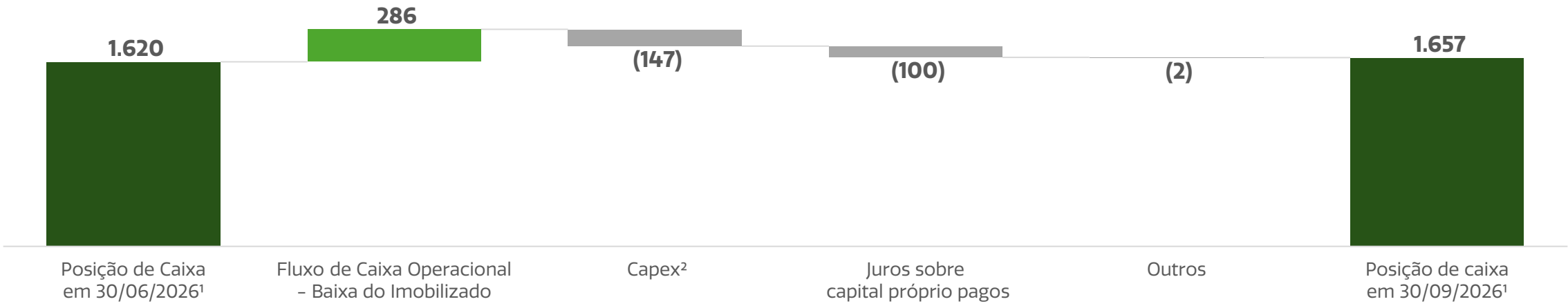
Receita Líquida[2]: US$ 66,33



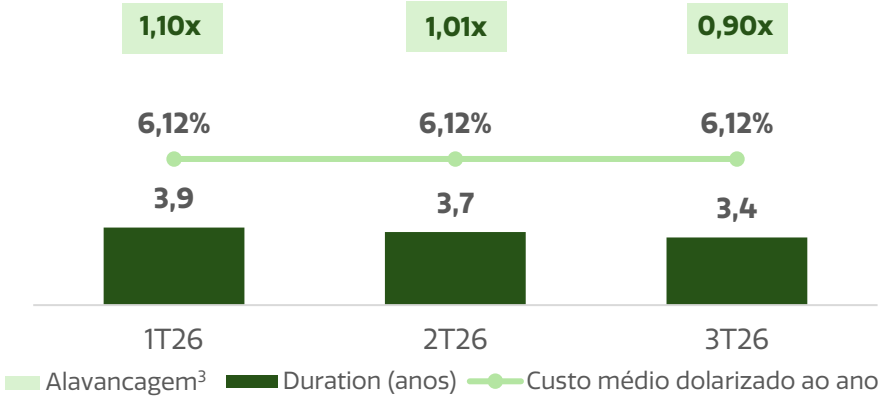
1 – Exclui efeitos da compra de gás, outros gastos e efeitos não recorrentes.
2 – Inclui mix de produtos, desconto dos contratos de petróleo e precificação do gás e impacto dos instrumentos derivativos NDF.

Estrutura de capital robusta, baixa alavancagem e dívida alongada

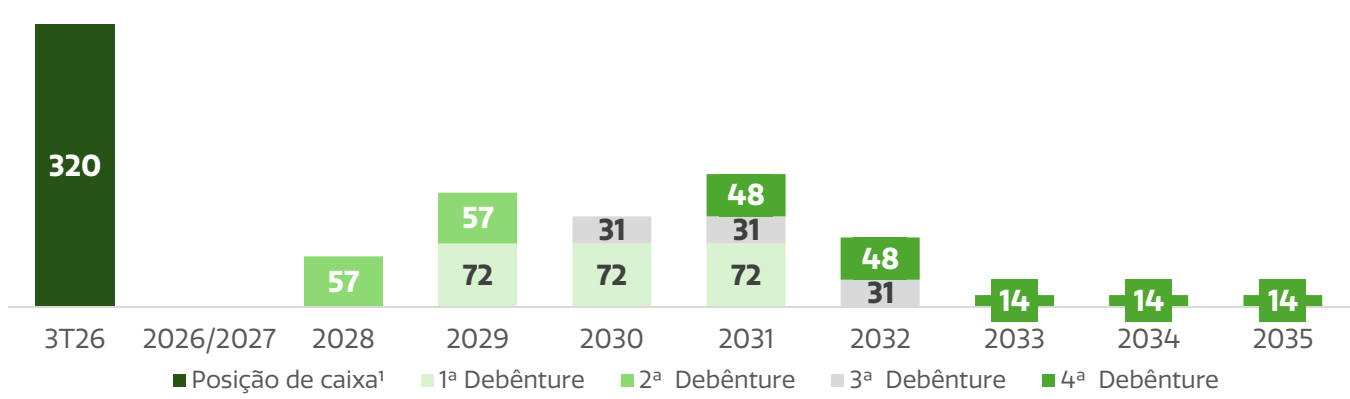
Variação da Posição de Caixa (R$ Milhões)



Alavancagem, custo e *duration* da dívida



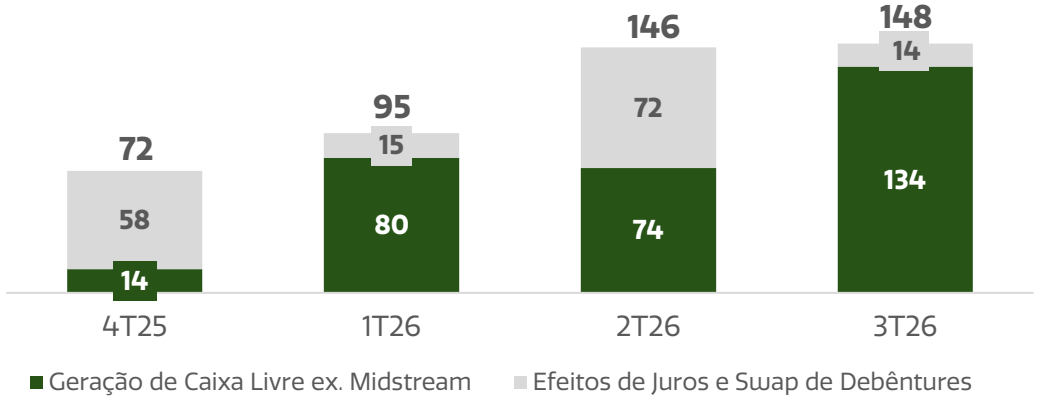
Cronograma de Pagamento da Dívida⁴ (US$ Milhões)



1- A Posição de Caixa inclui Caixa e Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras.
2- Capex inclui efeito não caixa negativo em R$ 12 milhões relacionados aos ativos de midstream.
3- Alavancagem considerando Dívida Líquida/EBITDA dos últimos 12 meses.
4- Inclui os efeitos de swap das Debênture.

Continuidade de geração de caixa sólida com menor pagamento de juros no trimestre

Geração de Caixa Livre[1] (R$ Milhões)



Proventos (R$ Milhões)





1- Fluxo de Caixa das Operações descontadas as Adições ao Imobilizado e Intangível, excluindo aquisição da UPGN de Guamaré e juros e swap de debêntures.
2- Em 18/12/2025, foram declarados R$ 300 milhões em dividendos, com pagamentos 3 parcelas de R$ 100 milhões em dezembro de 2026, 2027 e 2028.
3- Inclui JCP de R$ 100 MM pagos em 27/05/2026 e JCP de R$ 100 MM pagos em 27/08/2026.

Nova estrutura de C-level reúne competências estratégicas



José Firmo
CEO



Peter Schlicht
VP de
Subsuperfície



João Vitor Moreira
VP de
Operações



Rafael Cunha
VP de Finanças,
M&A e RI – CFO



Raphael Scudino
VP de Pessoas &
Suporte Operacional



Dennys Campos
VP Sondas
e Serviços

Mestre em Geologia pela Faculdade Colônia na Alemanha

- 25+ anos em óleo e gás na SLB, com trajetória em geologia, avaliação de formações, reservatórios e tecnologia
- Atuação global em Américas, Europa, África e Oriente Médio, com 8+ anos em águas profundas na África
- No Brasil, atuou em pesquisas nas bacias de Pernambuco-Paraíba e Sergipe-Alagoas, consolidando sua trajetória no centro da SLB no Rio, com foco em reservatórios do pré-sal

Execução e disciplina de capital impulsionando a geração de valor de longo prazo

Gestão de subsuperfície

Avanço das iniciativas de recuperação secundária, com foco em mitigar o declínio natural e ampliar o potencial dos reservatórios

Eficiência operacional e capacidade de execução

Evolução contínua da eficiência e da resiliência dos ativos, apoiada pela experiência na operação de campos maduros

Disciplina de capital e foco em retorno

Alocação eficiente de recursos, priorizando oportunidades de maior potencial e soluções que preservem flexibilidade financeira

Solidez financeira e capacidade de investimento

Balanço robusto e baixa alavancagem sustentam a estratégia e ampliam a capacidade de capturar oportunidades



PetroReconcavo

Q&A

Relações com Investidores

ri.petroreconcavo.com.br

ri@petroreconcavo.com.br

PetroReconcavo