

Apresentação Institucional

Relações com Investidores



RECV
B3 LISTED NM

IBOV

IGPTW

IDIV

IDVR

IBRX100

SMLL

IBRA

IGC

IGC-NM

ITAG

IGCT

 **PetroReconcavo**

Quem somos

Uma das principais produtoras independentes de petróleo e gás do *onshore* brasileiro



Rio Grande do Norte

32 concessões
23 operadas
03 blocos exploratórios
415 poços produzindo

Bahia e Sergipe

25 concessões operadas
03 blocos exploratórios
326 poços produzindo



Destaques 1S26



Receita líquida

R\$ 1,5 bi



EBITDA

R\$ 706 MM



Dívida líquida

R\$ 1,4 bi

Alavancagem de 1,01x



Produção (kboed)

24,2



Reservas 2P (MMboe)

182,2



Pagamento em JCP¹

R\$ 200 MM

Pioneirismo e longo *track record* de 26 anos

2000

Criação da PetroReconcavo

Contrato com a Petrobras de 12 campos de petróleo e gás maduros na bacia Recôncavo (BA)

Início da Verticalização

Aquisição das primeiras sondas (PRs 01 a 04) e operações de perfurações com equipamentos próprios

2008 – 2010

2019

Crescimento e expansão

Aquisição de Riacho da Forquilha (RN), primeira transação concluída envolvendo campos terrestres em bacias maduras do plano de desinvestimento da Petrobras

Abertura de capital e consolidação

IPO e *follow-on*, Aquisições de Remanso, Miranga e SPE Tiêta (BA), e expansão da frota de sondas

2021 – 2023

2024 – 2025

Midstream e Sementes para o futuro

Início da operação da UTG São Roque e aquisição de 50% da UPGN Guimarães
Perfurações de poços profundos e horizontais

Direcionadores estratégicos

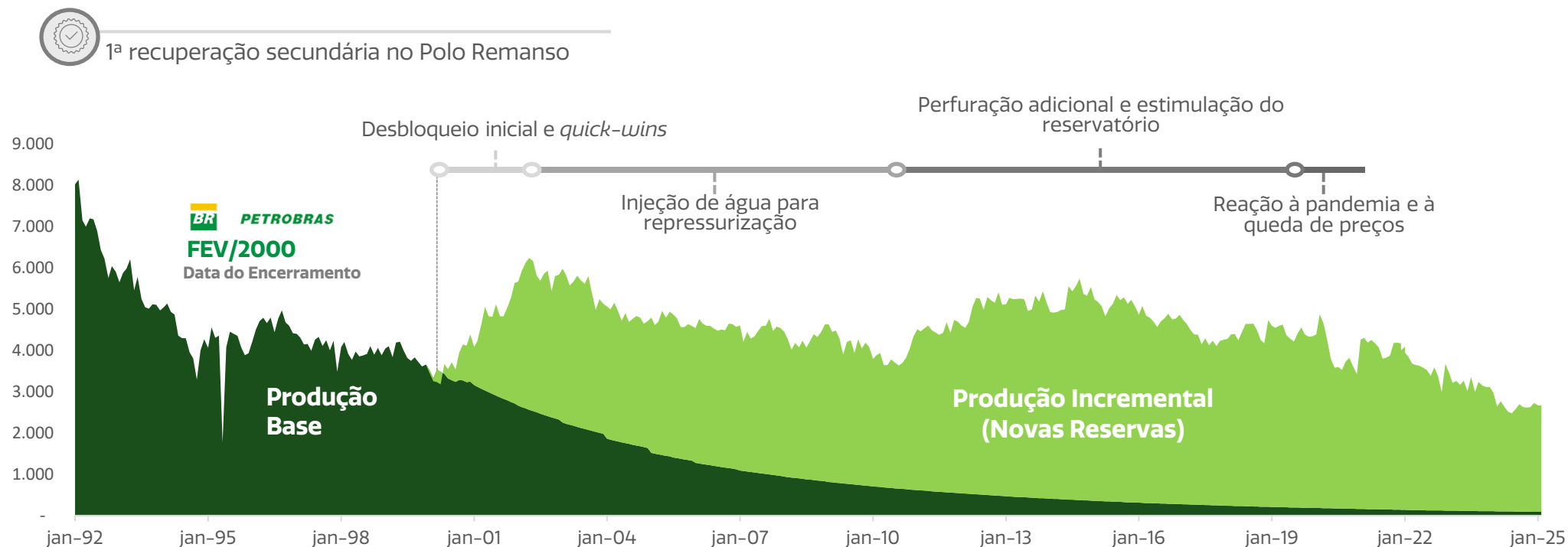
Gestão de Subsuperfície, Confiabilidade e Resiliência Operacional, e Excelência em Execução

2026

Da estratégia à execução

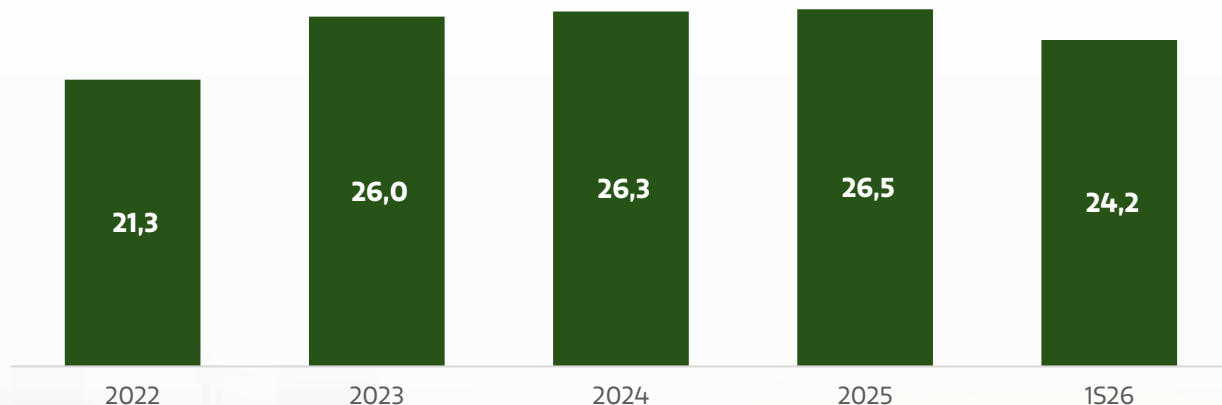
Transformando campos maduros em novas oportunidades

Produção Histórica do Polo Remanso (boe/d)



Produção alinhada à execução do plano de desenvolvimento e geração de valor no longo prazo

Produção média (kboe/dia)



Atividades executadas

	1S26	2025
Workovers	106 66 no Ativo Potiguar 40 no Ativo Bahia	232 155 no Ativo Potiguar 77 no Ativo Bahia
Perfurações	4 2 injetores 2 produtor	15 incluindo 2 profundos e 1 horizontal

Foco em projetos de injeção de água para redução da curva de declínio

7

campos com novos projetos
de injeção de água



Volume de água injetada¹



Tiê

+ 40%



Sabiá da Mata

+ 626%



Sabiá Bico de Osso

+ 271%



Outros projetos em diferentes fases de implementação

Impactos do processo de injeção



Técnicos

- Suporte de pressão e melhor drenagem
- Aumento do fator de recuperação
- Redução da curva de declínio



Financeiros

- Maior retorno sobre investimentos em workovers e perfurações
- Aumento de reserva e aumento da vida útil dos ativos
- Geração de valor de longo prazo

Novo contrato de longo prazo com a Brava no RN

Maior flexibilidade de escoamento, ganhos de previsibilidade e eficiência na comercialização de petróleo



Brava Energia

- Novo contrato com vigência de out/2026 até dez/2030
- Obrigação mútua mínima de 50% da produção
- Maior previsibilidade operacional
- Incentivos para ganhos de eficiência e captura de valor ao longo da cadeia



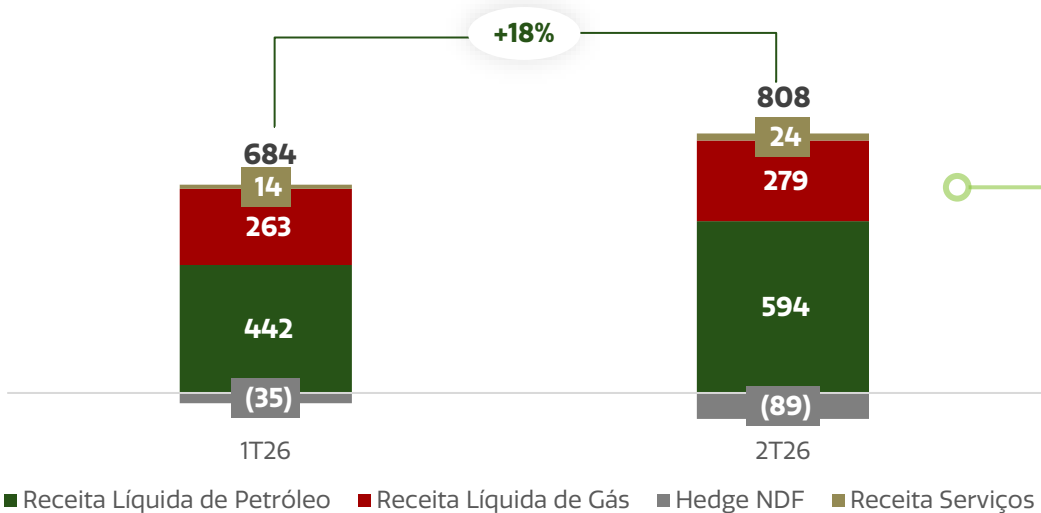
Porto do Pecém

- Diversificação logística e comercial
- Maior resiliência operacional no escoamento de petróleo
- Acesso ao mercado internacional
- Novas rotas domésticas

Crescimento da receita líquida, suportado pelo avanço do Brent

Receita Líquida (R\$ milhões)

	1T26		2T26
Produção (kboed)	24,4	-1%	24,1
Dated Brent (US\$/bbl)	81,13	+28%	103,85
ICE Brent (US\$/bbl)	78,38	+23%	96,68
Dólar (R\$/US\$)	5,26	-4%	5,05



Preço de realização	1T26		2T26
Petróleo ¹ (US\$/bbl)	63,40	+25%	79,50
Gás ² (US\$/MMBTU)	9,36	+10%	10,26
Realização média (US\$/boe)	60,10	+19%	71,50

Variações na Receita

Petróleo: valorização do preço médio do Brent, melhora na cesta de derivados e das condições comerciais decorrente dos aditivos aos contratos no Ativo Potiguar

NDF: liquidação de 546 mil barris ao preço médio de US\$ 64,54

Gás natural: refletindo parcialmente o aumento do Brent e impactos da parada de manutenção da UPGN Guamaré

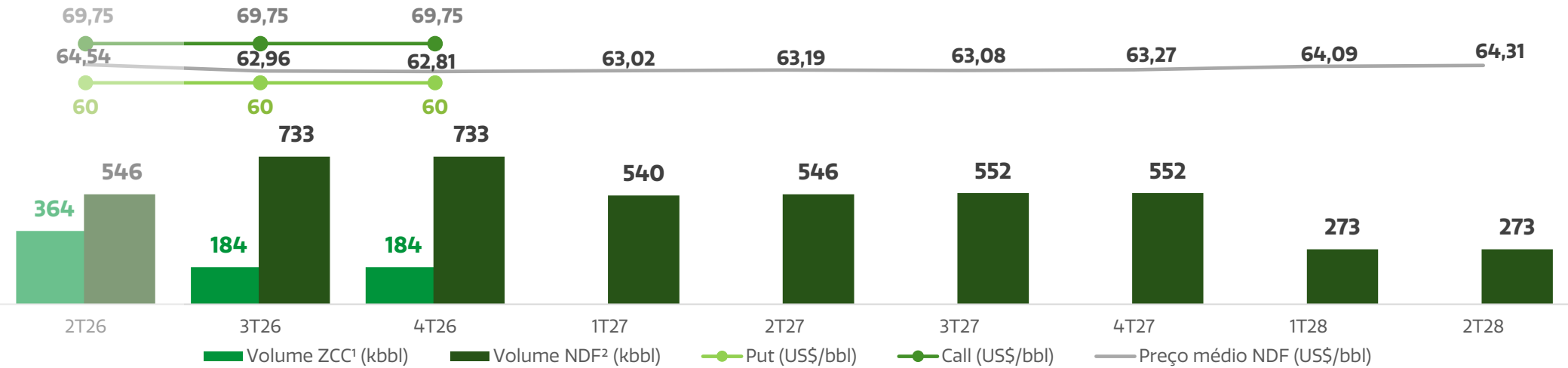
Serviços: prestação de serviços de perfuração para terceiros

1 - Inclui o efeito dos hedges.
2 - A metodologia de precificação do gás natural utiliza a média aritmética dos preços do Brent apurados em 3 meses anteriores (m-4, m-3, m-2). O próximo reajuste, previsto para agosto/26, refletirá a média aritmética dos preços de abril, maio e junho de 2026.

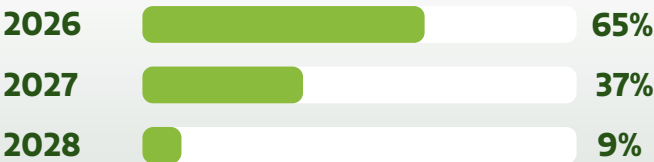
Hedge de petróleo



Volumes e preços médios



Curva de Petróleo 1P Hedgeada⁴



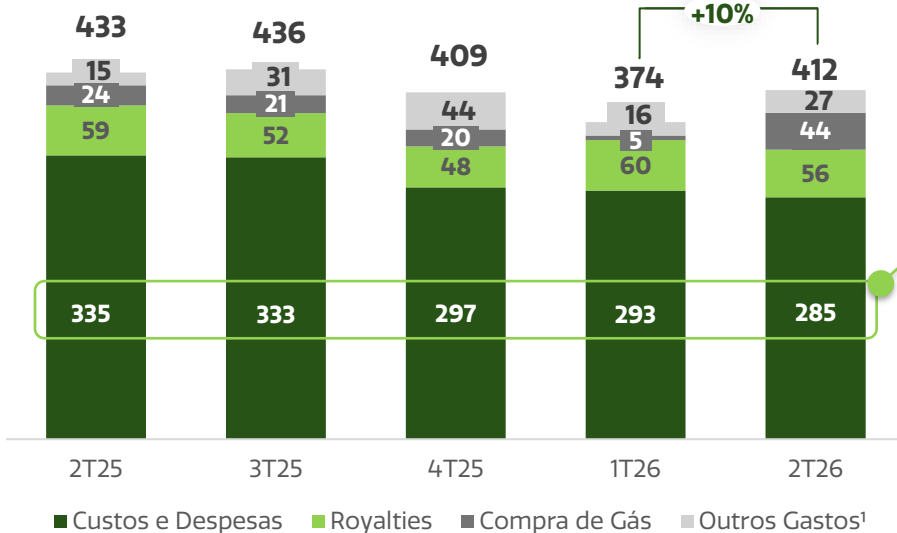
Contabilização do hedge

	Apuração	Liquidados 2T26	MTM
NDF	Impacta Receita (hedge accounting)	R\$ 89 milhões	Valor justo apurado no Patrimônio Líquido³
ZCC	Impacta Resultado Financeiro	R\$ 50 milhões	Valor justo apurado no Resultado Financeiro

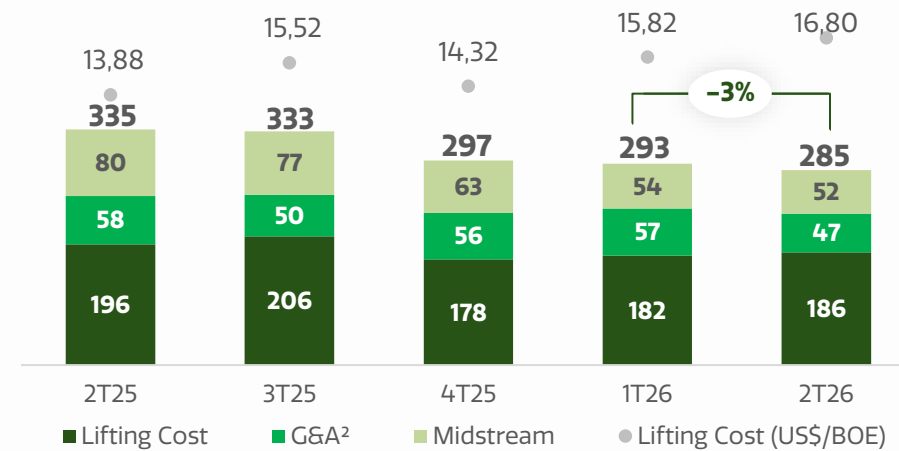
1 - Zero Cost Collar.
2 - Non-Deliverable Forward.
3 - Não afeta resultado.
4 - Conforme curva 1P da Certificação de Reservas data base 2025.

Redução contínua de custos e despesas operacionais e administrativos

Custos e Despesas Totais (R\$ Milhões)



Custos e Despesas Operacionais e Administrativos (R\$ Milhões)



Principais efeitos

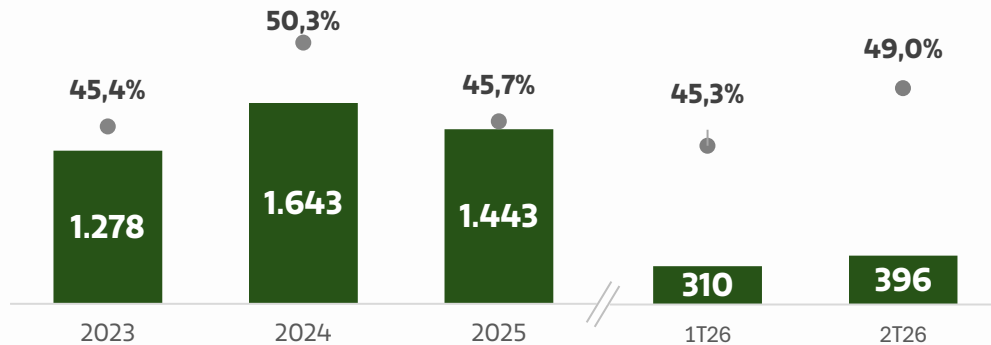
- ↑ **Compras de gás:** efeito pontual decorrente da parada programada da UPGN Guamaré
- ↓ **Royalties:** efeito pontual por reconhecimento de crédito de períodos anteriores
- ↑ **Outros Gastos¹:** baixas de estoques e manutenção de equipamentos

- ↑ **Lifting Cost:** aumento de 2% e efeito por barril refletindo a valorização do real e menor produção
- ↓ **G&A²:** redução com gastos de pessoal e consultorias
- ↓ **Midstream:** menores custos de processamento, escoamento e transporte

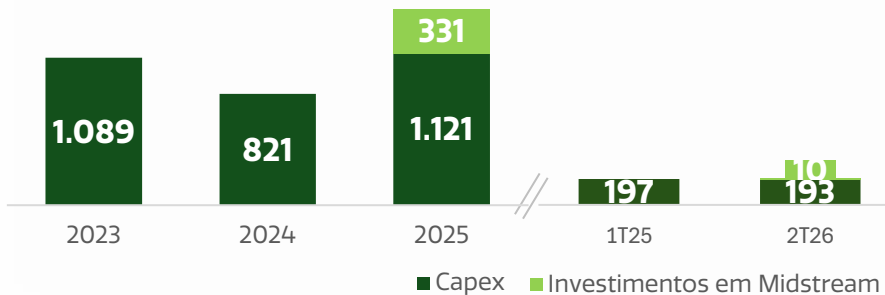
1- Outros Gastos: Outras Receitas (despesas), líquidas.
2- G&A exclui depreciação.

Expansão de EBITDA e margem, com eficiência na alocação de Capex

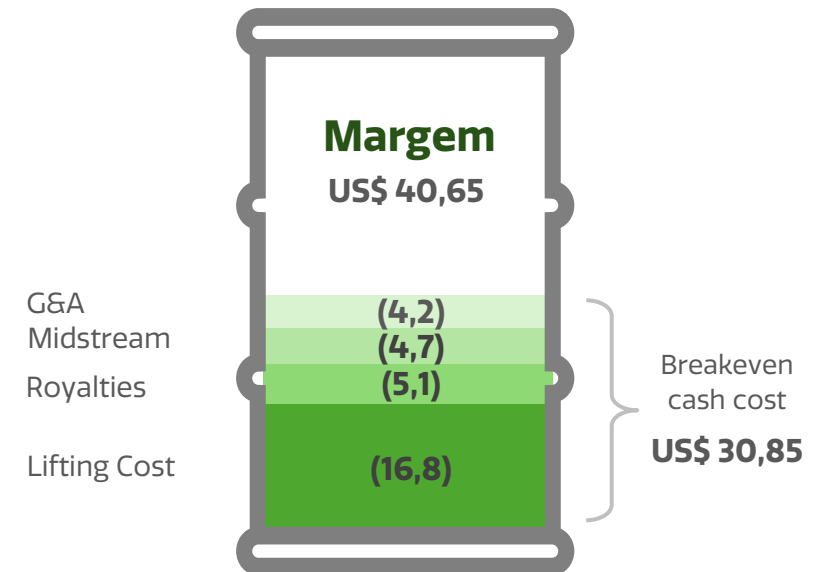
EBITDA (R\$ Milhões) e Margem EBITDA (%)



Capex² (R\$ Milhões)



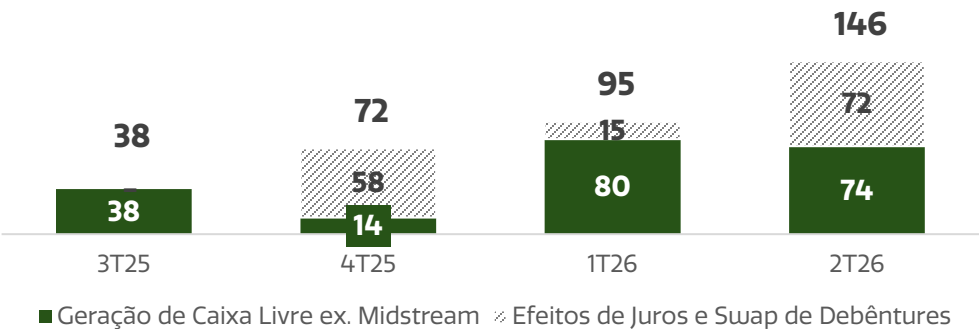
Netback 2T26¹ (US\$/boe)



1- Exclui efeitos da Compra de gás.

Geração de caixa sólida e baixa alavancagem com retorno para os acionistas

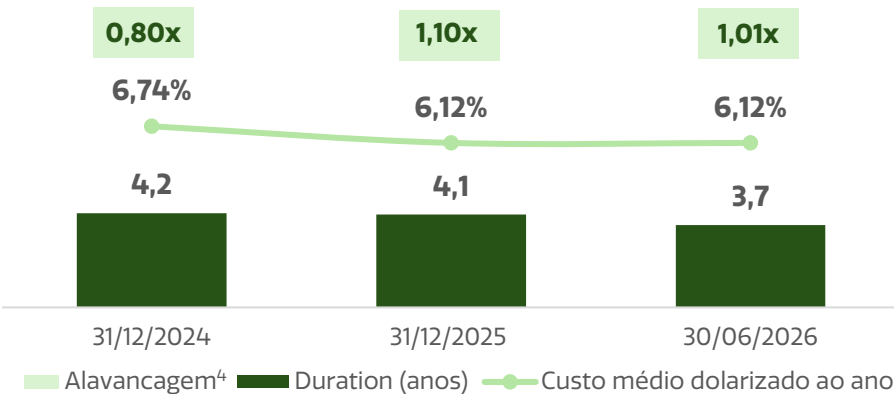
Geração de Caixa Livre¹ (R\$ Milhões)



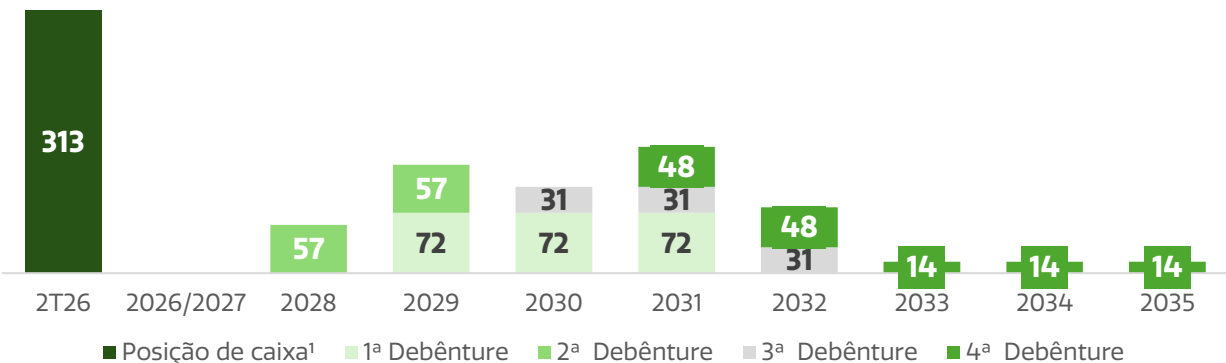
Proventos (R\$ Milhões)



Alavancagem, custo e *duration* da dívida



Cronograma de Pagamento da Dívida³ (US\$ Milhões)



1- Fluxo de Caixa das Operações descontadas as Adições ao Imobilizado e Intangível, excluindo aquisição da UPGN de Guimarães e juros e swap de debêntures

2- Em 18/12/2025, foram declarados R\$ 300 milhões em dividendos a serem pagos em três parcelas, sendo R\$ 100 milhões em dezembro de 2026, R\$ 100 milhões em dezembro de 2027 e R\$ 100 milhões em dezembro de 2028.

3- JCP declarado em 06/08/2026, a ser pago em 27/08/2026.

4- Alavancagem considerando Dívida Líquida/EBITDA dos últimos 12 meses.

Liderança composta por especialistas com experiências complementares



Conselho de Administração composto por membros com vasta experiência em petróleo e gás e mercado de capitais

Conselho de Administração

Experiência em Finanças e Mercado de Capitais:

- 👤 Tiago Noel | *Chairman*
- 👤 Camille Faria
- 👤 Carlos Ferreira

Experiência em Oil & Gas:

- 👤 Christopher Whyte
- 👤 Eduardo Santos
- 👤 Carlos Tadeu
- 👤 Philip Epstein

Comitês Consultivos



Composição acionária

30 de junho de 2026



¹ Inclui Gestão.

Divulgação do 5º Relatório de Sustentabilidade

21 mil

pessoas (BA/RN) impactadas direta e indiretamente com projetos sociais (+21% vs. 2024)

40%

de novas contratações de mulheres em Coordenação e Gerência (+23,5% vs. 2024)

100%

de reinjeção da água produzida, fortalecendo o modelo de circuito fechado das operações

75%

dos municípios com projetos sociais, em 40 comunidades vizinhas

R\$1 bi+

em compras com fornecedores locais

Nova edição do Código de Ética e Conduta

Fortalecendo a cultura de conformidade e integridade

29

mulheres capacitadas para o setor de energia pelo projeto Mulheres no Óleo e Gás

92%

dos colaboradores são da região Nordeste

150h

de capacitação em gestão de GEE e resíduos para MPes¹



Destaques 1S26

Projetos de educação nos três estados de operação

+ de 12 mil estudantes beneficiados com expansão para RN e SE

1º e 2º lugar Índice Criança Alfabetizada

Municípios do Educar Pra Valer, Mata de São João e Pojuca lideraram a alfabetização na RMS², acima das médias estadual e nacional.

Reconhecimento Empresa Pró-Ética

pela Controladoria-Geral da União (CGU) em parceria com o Instituto Ethos

Investindo na PetroReconcavo:

Resiliência e retorno sustentável



Pioneirismo e longo track record

Pioneira e líder em campos de petróleo maduros no Brasil

Longo track recorde com sólida capacidade técnica e de execução



Excelência e expertise operacional

Equipe de gestão experiente e comprometida, com forte apoio dos acionistas

Resiliência a cenários adversos e proteção natural com contratos de gás



Balanco saudável e disciplina de capital

Forte disciplina na alocação de capital, com elevado retorno para seus acionistas

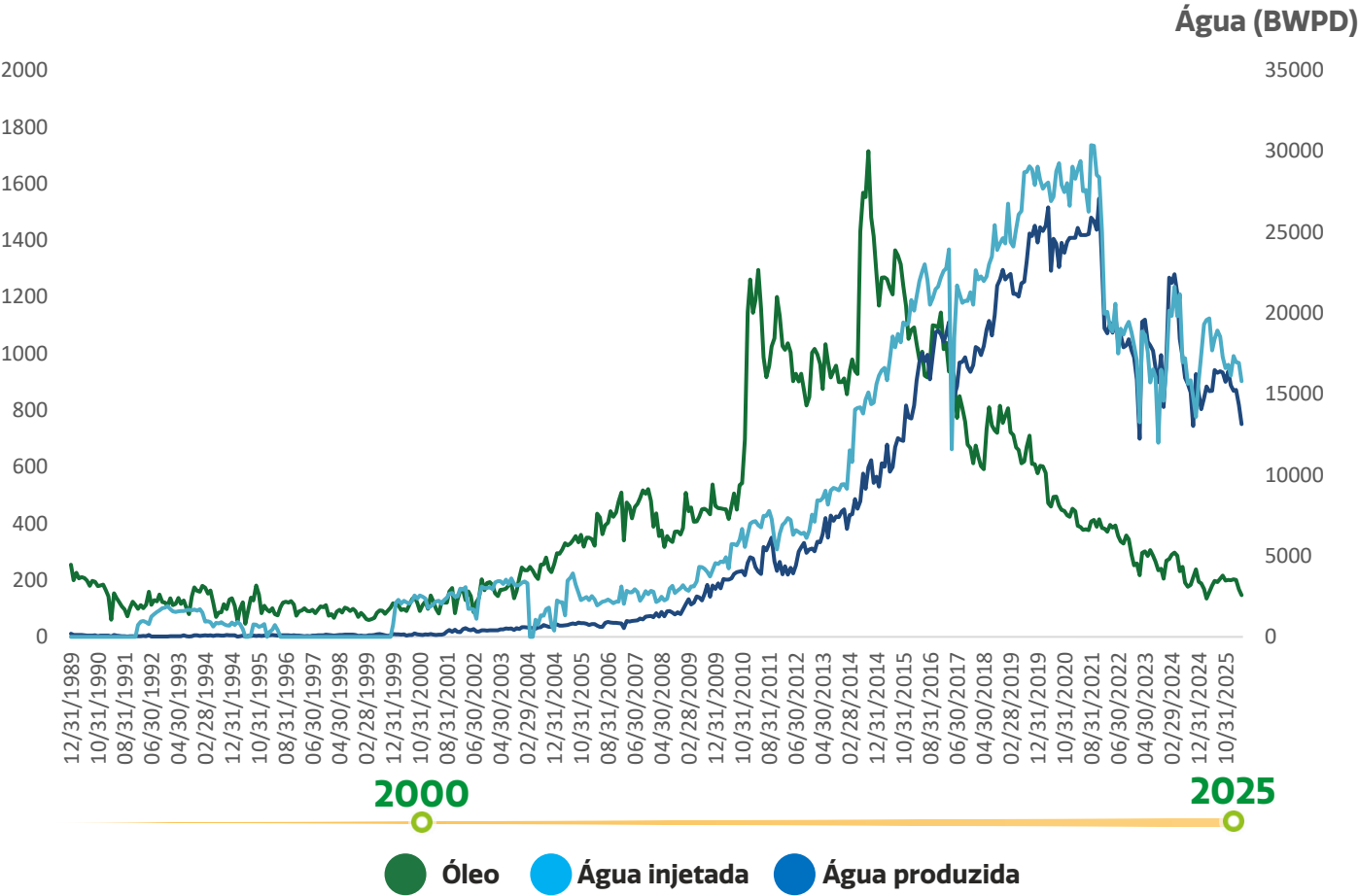
Balanco patrimonial saudável, sustentando a resiliência do negócio.

Relações com Investidores ri.petroreconcavo.com.br



Caso: Recuperação Secundária | Mata de São João

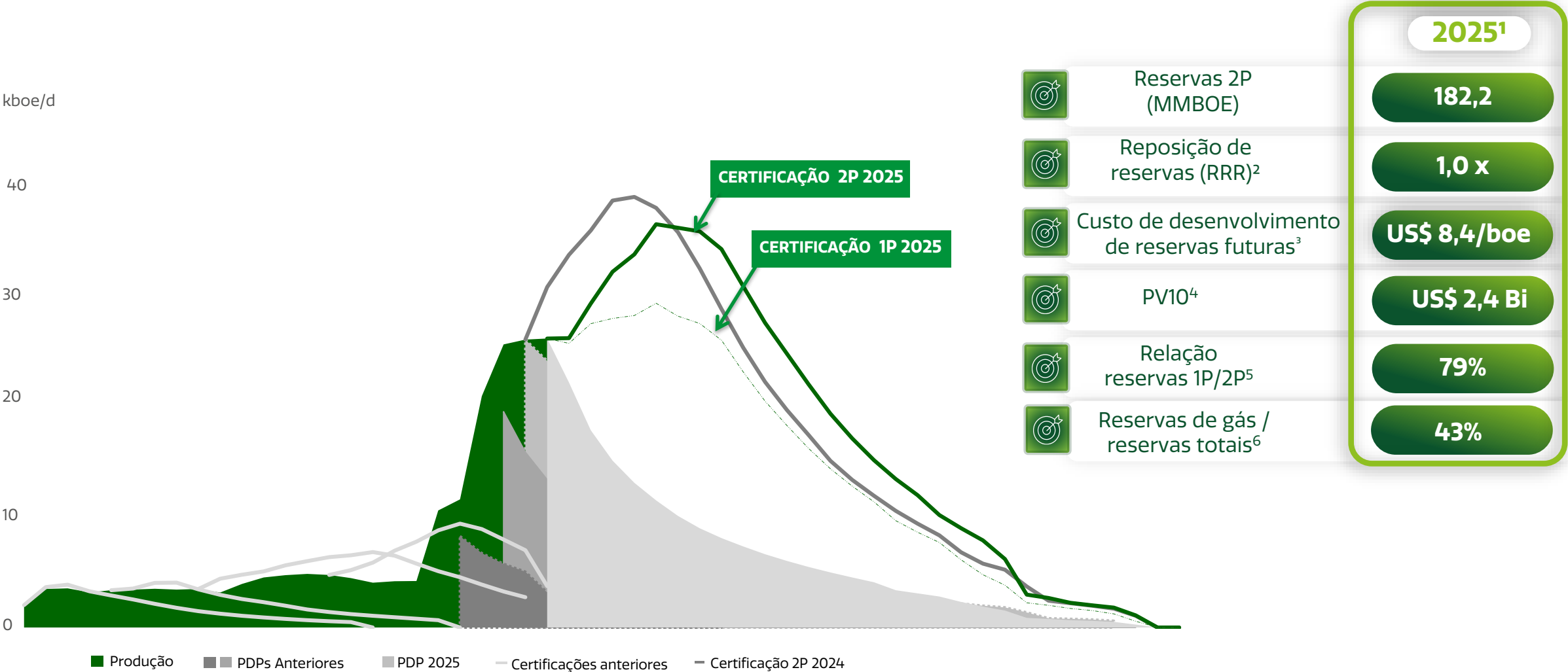
Bloco 1 – Água Grande



	2000	2025
Poços Produtores	6	7
Poços Injetores	1	11
Pressão do Reservatório:	290 psi	1.000 1.200 psi

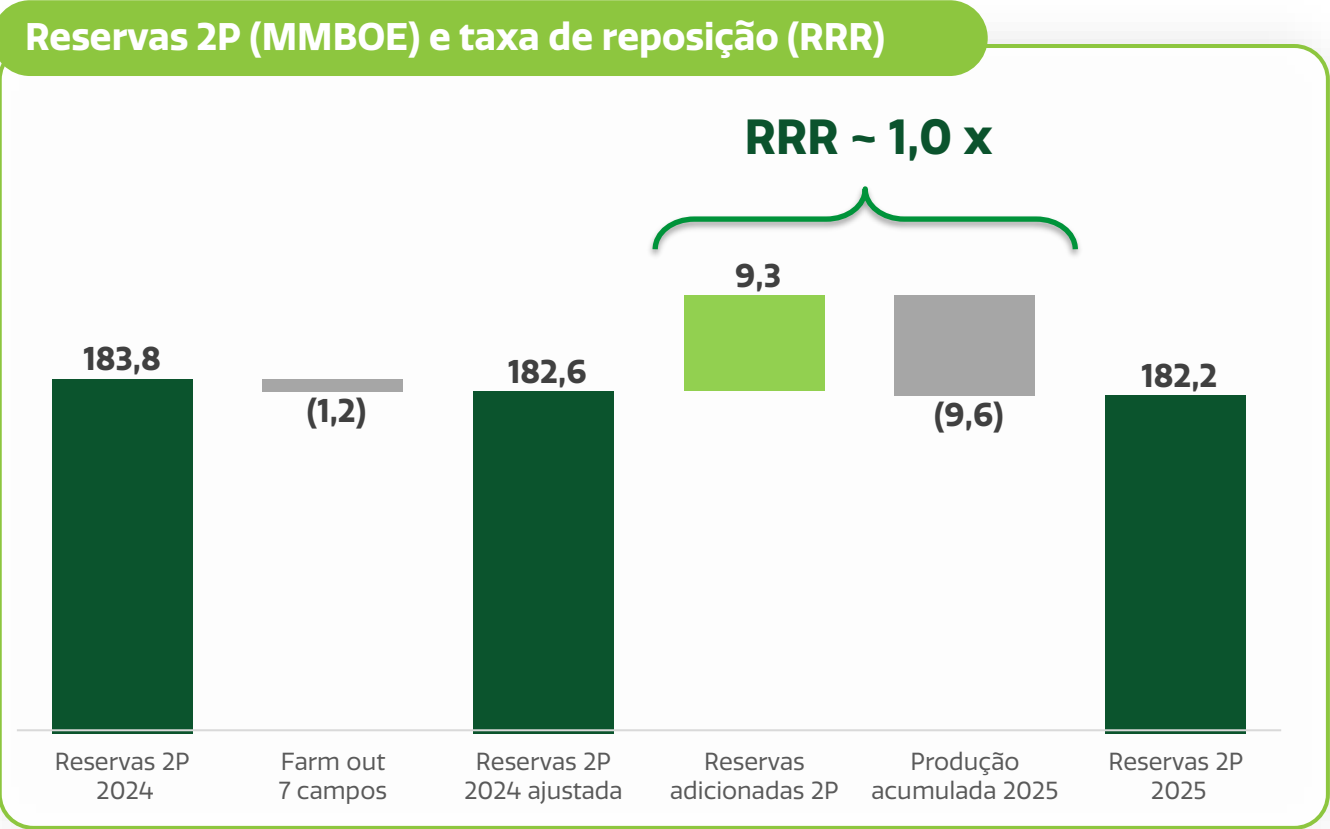
Certificação 2025

Crescimento das reservas impulsionado por novos projetos



1 Todos os múltiplos calculados com base em reservas de participação brutas (Gross Working Interest);
2 Reservas 2P adicionadas no período (boe) dividido pela produção acumulada no mesmo período (boe);
3 Investimento total (USD) dividida por reservas incrementais (2P menos Reservas PDP, boe) de acordo com relatório de reservas. Consideramos o fator de conversão nacional para o gás natural de 5,615 MCF para 1 BOE.
4 Resultado líquido futuro trazido a valor presente com taxa de desconto de 10%;
5 Reservas 1P divididas por reservas 2P, de participação brutas (Gross Working Interest);
6 Reservas de gás 2P (boe, considerando a conversão de 6 mil pés cúbicos para 1 barril equivalente) divididas por reservas totais 2P (óleo + gás, em boe).

Reposição de reservas com aumento dos fatores de recuperação no longo prazo



Fatores de recuperação com potencial de expansão

	2025	E	Benchmark
 Óleo	22%	27%	30–35%
 Gás	54%	74%	85–90%



Reservas sobre Produção (R/P)

Reservas atuais suportam 19 anos de produção ao ritmo de 2025

Nota: Fator de conversão de gás natural de 5,615 MCF para 1 BOE.
1 Estimated Ultimate Recovery.