

PRONTOS
2025



**Apresentação
Relações com Investidores**

25 anos de PetroReconcavo

Impulsionando o *onshore* brasileiro e transformando vidas



57

Concessões
(55 operadas)

3

Sondas de
perfuração

16

Sondas de
workover

+700

Poços
produzindo



**Verticalização
única**

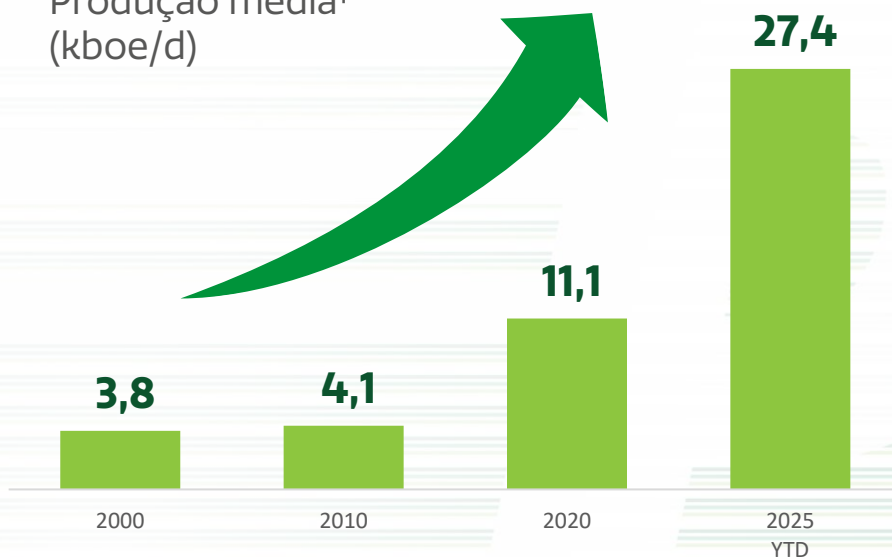


**Excelência
operacional**



**Geração
de valor**

Produção média¹
(kboe/d)



Foco em 2024



Planejamento



Resiliência operacional



Robustez na alocação de capital



1) Produção média de 2000 e 2010 total do contrato de prestação com cláusula de risco com Petrobras. 2020 e 2024 produção média WI.

2) Produção até abril de 2025.

Realizações importantes e desafios ao longo de 2024



Início de operação
no midstream



Comissionamento PR-14 e sucesso
das perfurações profundas



"FID – final investment
decision" UPGN Miranga



Habilitação do modal rodoviário
e expansão da tancagem



Novo plano de
desenvolvimento de Tiê



Avanços nas soluções de
tratamento de gás no RN

Avanços da Perfuração

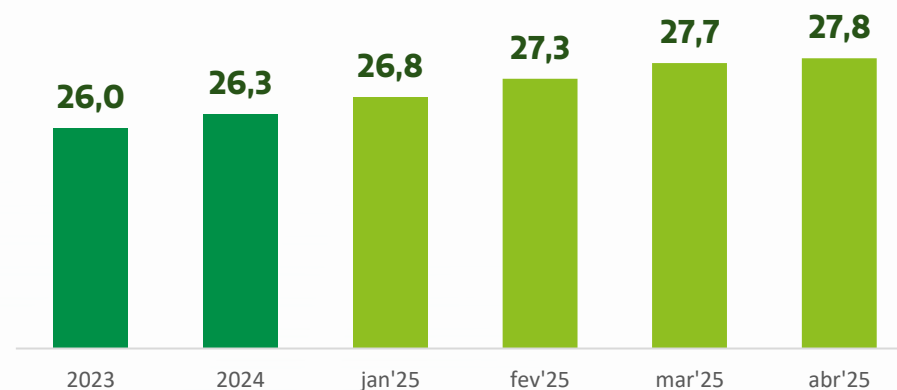
Recorde em profundidade
de perfuração (3.630 m)

3 sondas perfurando
internamente no último trimestre

Serviços de perfuração
para terceiros



Produção WI média (kboe/d)



Excelência comprovada novamente no campo de Tiê

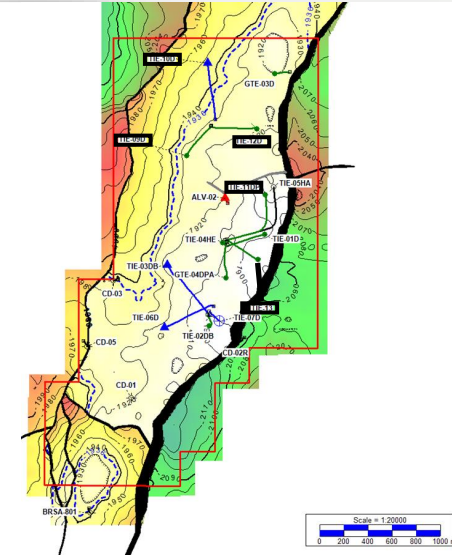
Alta performance na revitalização e desenvolvimento de campos *onshore*



**Produção média histórica
do campo de Tiê (kboe/d)**



**6 novos poços
perfurados**



* Inclui produção média de Tiê até março/2025

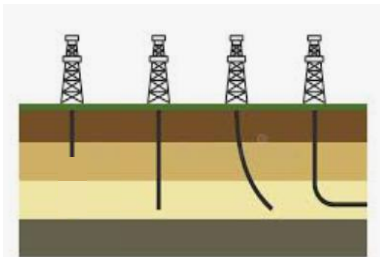
Ciclo de criação de oportunidades da PetroReconcavo

Uso de tecnologias para desbloquear o potencial do reservatório

Metodologia tradicional PetroReconcavo

Criação de novos projetos

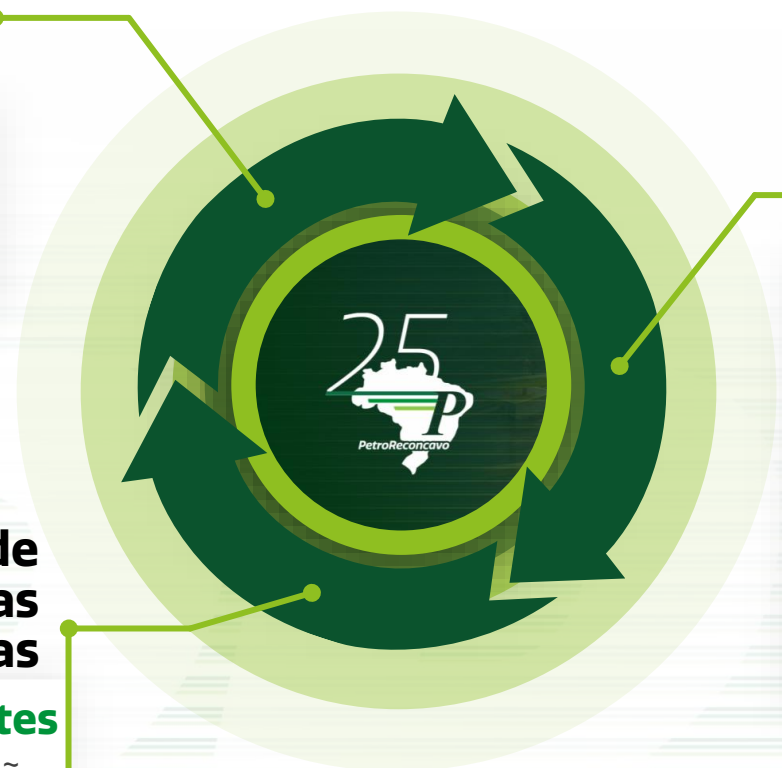
Avaliação técnica detalhada por poço e campo
Manutenção de reservas existente
Geração de projetos de curto e médio prazo



Integração de competências desenvolvidas

Novos horizontes

Expansão da capacidade e execução de estimulações
Perfuração de zonas profundas de gás
Perfuração horizontal para otimizar produção



Avanços significativos na metodologia de avaliação

Modelagem de reservatório

Otimização do plano de desenvolvimento
Novos projetos de recuperação secundária
Maximização dos fatores de recuperação

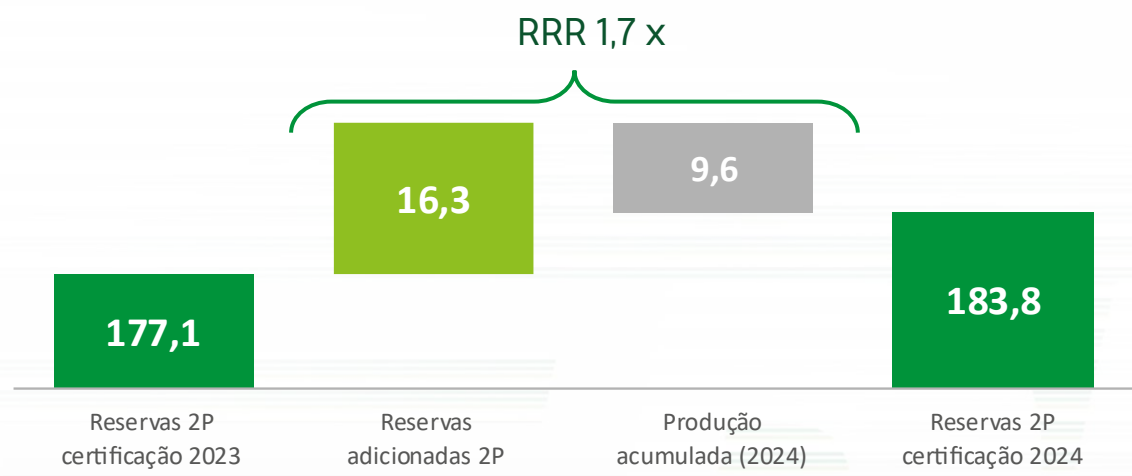
Reinterpretação Sísmica

Melhor interpretação da estrutura do campo
Maior aproveitamento de zonas existentes
Identificação de novos reservatórios profundos

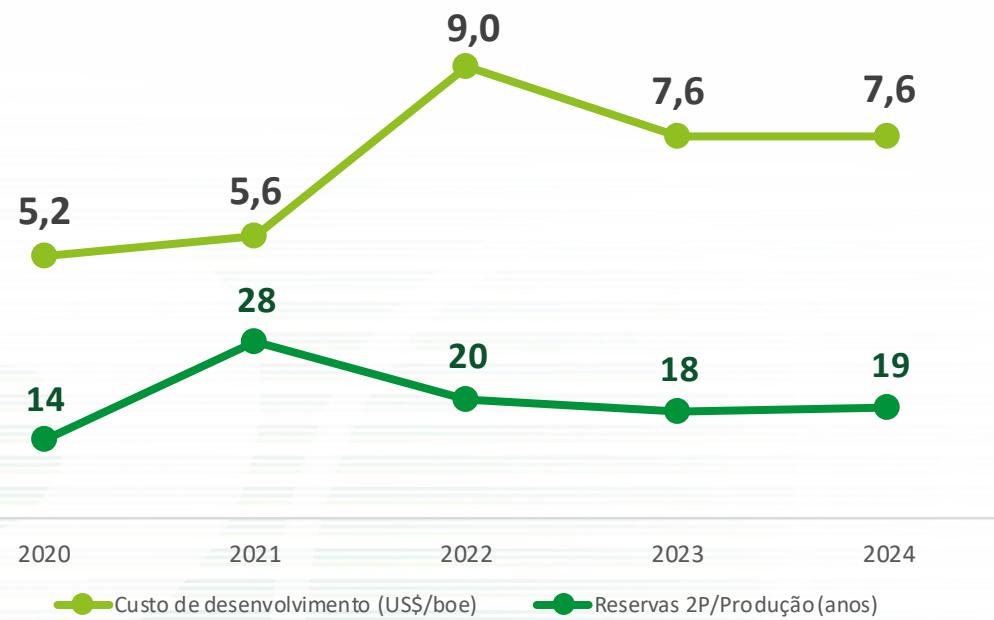
Certificação de reservas 2024

Taxa de reposição de reservas 2P de **1,7x** com custo de desenvolvimento em US\$ 7,6/boe

Reservas 2P (MMBOE) e taxa de reposição (RRR)



Custo de desenvolvimento (US\$/boe) e relação reservas 2P/produção (anos)



Fatores de recuperação ainda com potencial de expansão

	2024	EUR ¹	Benchmark
Óleo	22%	27%	30–35%
Gás	53%	73%	85–90%

Nota: O Relatório de Reservas de 2023 foi publicado com reservas 2P totais de 171,9 MMBOE considerando o fator de conversão internacional de gás natural de 6 MCF para 1 BOE. Nesta versão, consideramos o fator de conversão nacional de 5,615 MCF para 1 BOE.
1) Estimated Ultimate Recovery



Sucesso da Modelagem de Tiê em 2024

4 dos 10 maiores poços produtores de petróleo¹ do *onshore* brasileiro



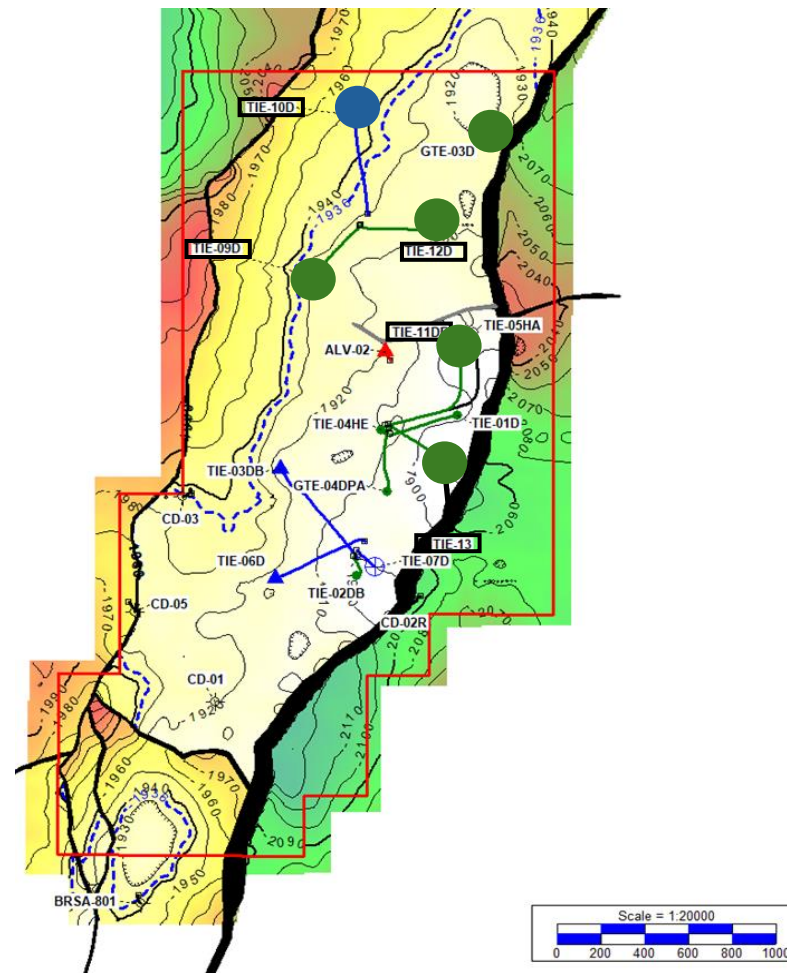
Poços Perfurados

7-TIE-11DP-BA
8-TIE-9D-BA
7-TIE-12D-BA
7-TIE-13D-BA
8-TIE-10D-BA (injetor)
7-TIE-16D-BA

4,1
kboe/d²



Reservatórios Água Grande & Sergi



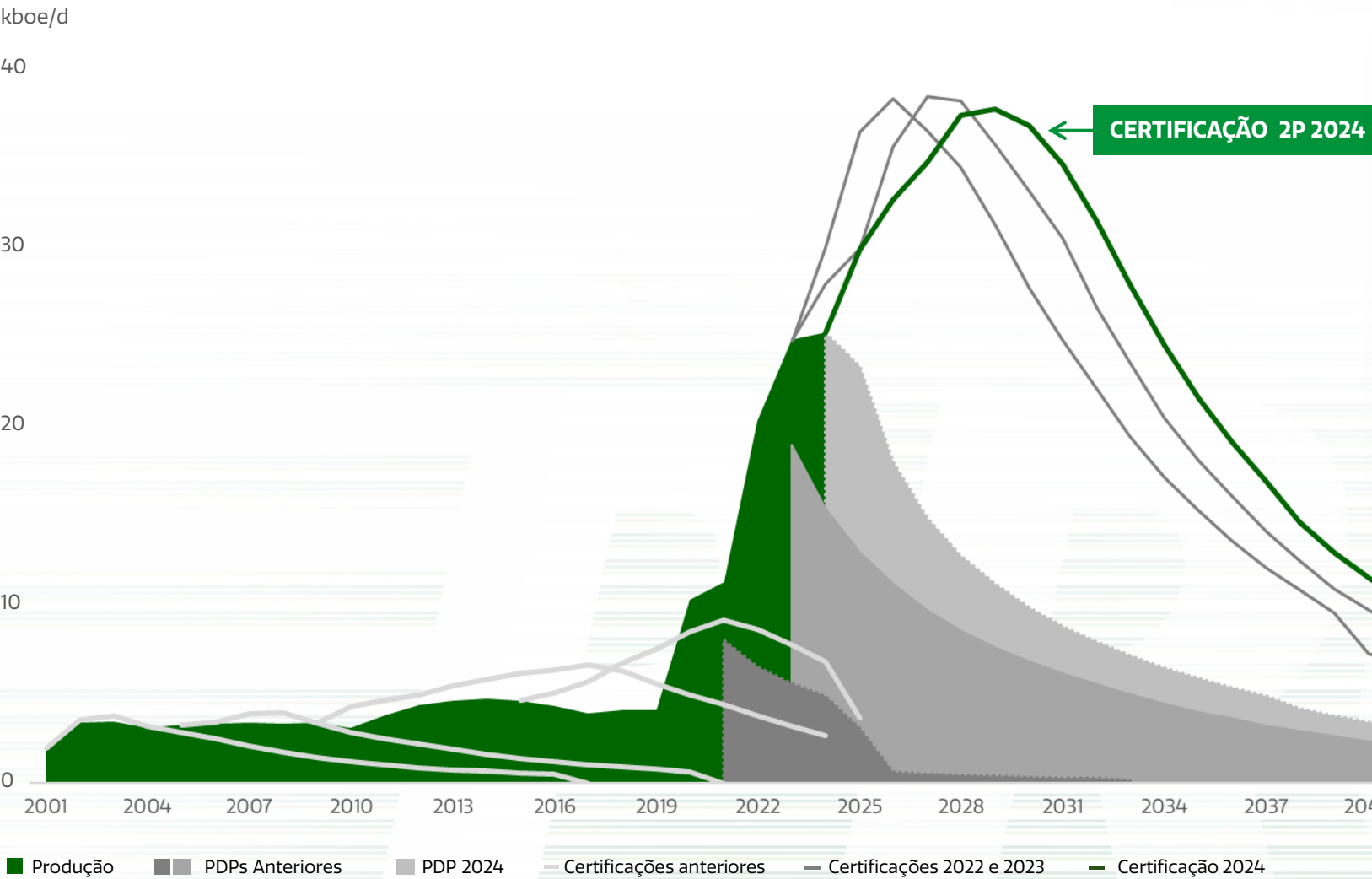
1) Dados da ANP referentes à produção de petróleo em março/2025
2) Produção em março/2025

Certificação de reservas: evolução de múltiplos¹

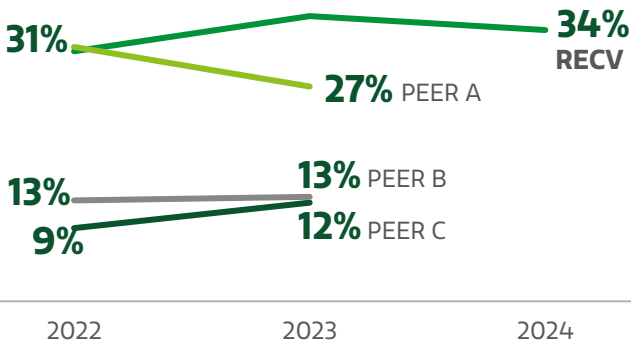
	2023	2024
 Reposição de reservas (RRR) ²	1,1 x	1,7 x
 Custo de desenvolvimento de reservas futuras ³	US\$ 7,6/boe	US\$ 7,6/boe
 PV10 ⁴	US\$ 2,7 B	US\$ 2,7 B
 Relação reservas 1P/2P ⁵	80%	79%
 Reservas de gás / reservas totais ⁶	44%	43%

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).

Histórico comprovado com resultados de produção consistentes, além da certificação de reservas



Relação PDP / 2P:
Medição de risco de produção futura



PV10 de U\$2,7 Bilhões similar à certificação de 2023

Redução nos custos e adição de reservas, compensando redução na produção de curto prazo.
Upside significativo quando comparado ao *Enterprise Value* da Companhia em 31/12/2024

Fluxo de Caixa Operacional deduzido do CAPEX¹ (US\$ MM)



2P (US\$B)	2023	2024
PV-10	\$ 2,7	\$ 2,7
PV-15	\$ 2,2	\$ 2,2



Nota

A modelagem da certificação de reservas não considera:

SG&A

Outros investimentos não associados ao desenvolvimento da produção

Variações de estoque e capital de giro

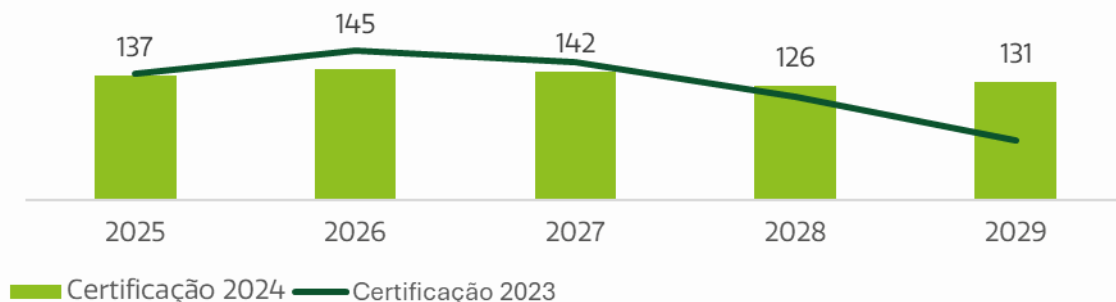
Impostos sobre a renda

NOTAS: Estimativas constantes da certificação de reservas de participação brutas (Gross WI) 2P (provadas mais prováveis), conforme relatórios elaborados pela certificadora independente Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI. 1) Representa os valores da coluna “Receita Líquida Futura sem desconto”.

Certificação de reservas com perspectiva de geração de caixa expressiva e crescente nos próximos cinco anos

Próximos 5 anos com ~30% do Fluxo de Caixa Operacional destinado a CAPEX

CAPEX¹ Próximos cinco anos (US\$ MM)

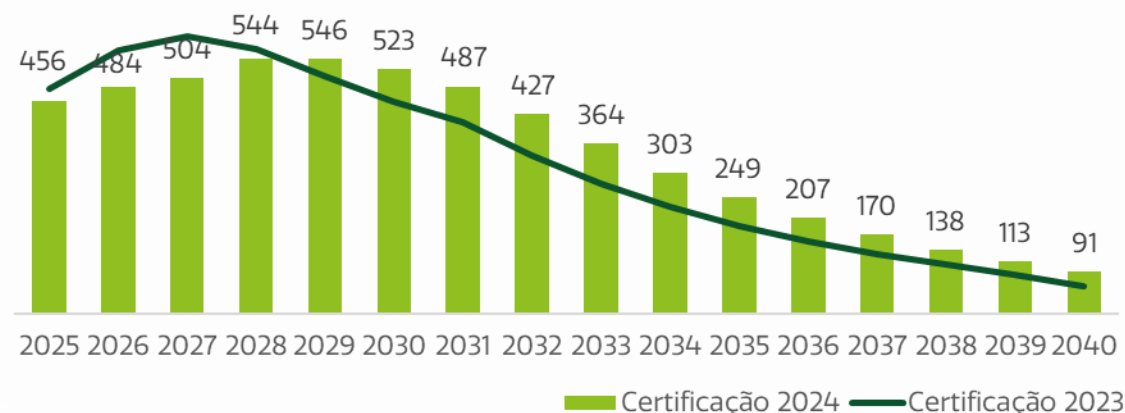


Perfil do CAPEX

Novos projetos de DW e WO suportando crescimento das reservas

Distribuição mais homogênea ao longo dos anos, reduzindo risco de execução futura e aumentando a longevidade da produção

Fluxo de Caixa Operacional² (US\$ MM)



Impactos principais no Fluxo de Caixa Operacional de 2025 a 2027

Ajuste da produção de partida de 2025

Redução de 7% no CAPEX 2P estimado para o triênio

Redução dos custos de *midstream* e do *lifting cost*

NOTAS: Estimativas constantes da certificação de reservas de participação brutas (Gross WI) 2P (provadas mais prováveis), conforme relatórios elaborados pela certificadora independente Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI. 1) Representa os valores da coluna “Custo de Capital”. 2) Representa a soma dos valores das colunas “Receita Líquida Futura sem desconto” mais os valores da coluna “Custo de Capital”.

Certificação de reservas de 2024 indica potencial atrativo do ponto de vista financeiro



DIVERSIFICAÇÃO DE RISCOS

3

Bacias Sedimentares

57

Campos de O&G

1,2 mil

Projetos de Workover

468

Perfurações



FOCO EM GERAÇÃO DE VALOR

70%

Do CAPEX 2P referem-se ao desenvolvimento de reservas 1P, de menor risco

~30%

Do Fluxo de Caixa Operacional destinado a CAPEX para desenvolvimento de reservas 2P nos próximos 5 anos

Importantes investimentos estruturantes e de suporte já realizados, como expansão da frota própria de sondas e serviços e formação de estoques



CRESCIMENTO COM MELHORES MARGENS

8% CAGR

para produção dos próximos 5 anos



Redução dos custos de *midstream* e do *lifting cost*



Cash margins robustas, suportadas por boa precificação de produtos e baixos custos

Diferentes oportunidades de investimento na certificação

USD 137 MM – Capex 2P Certificação para 2025

Oportunidades de CAPEX



Workover e Perfuração convencional

Otimizar o desempenho dos poços/reservatórios e da conformidade regulatória



Injeção de água

Gerenciar a pressão e varredura dos reservatórios
Aumento do fator de recuperação



Flexibilidade para os casos de sucesso

Flexibilidade operacional e financeira para novas oportunidades de desenvolvimento dos campos



Sementes para o futuro

Aplicação de novas tecnologias e desenvolvimento de novas reservas

Planejamento
anual típico



200–250 projetos

10–20% superior ao investimento em 2024



30–50 projetos

~4x superior ao investimento em 2024



5–10 projetos

Desenvolvimento de Tiê



10–20 projetos

Poços horizontais e reservatórios mais profundos

Avaliação contínua no processo de alocação de capital



Revisão do Fluxo de Caixa Livre e perspectiva dos próximos trimestres



Lista de oportunidades de investimentos



Revisão e aprovação final pelo Conselho

Oportunidades de Investimentos



Estratégias de crescimento orgânico

Acelerar Capex orgânico
Novas oportunidades
(poços horizontais, profundos)



Oportunidades de M&A

Aquisições / Desinvestimentos
Farm-ins / Farm-outs



Investimentos em *midstream*

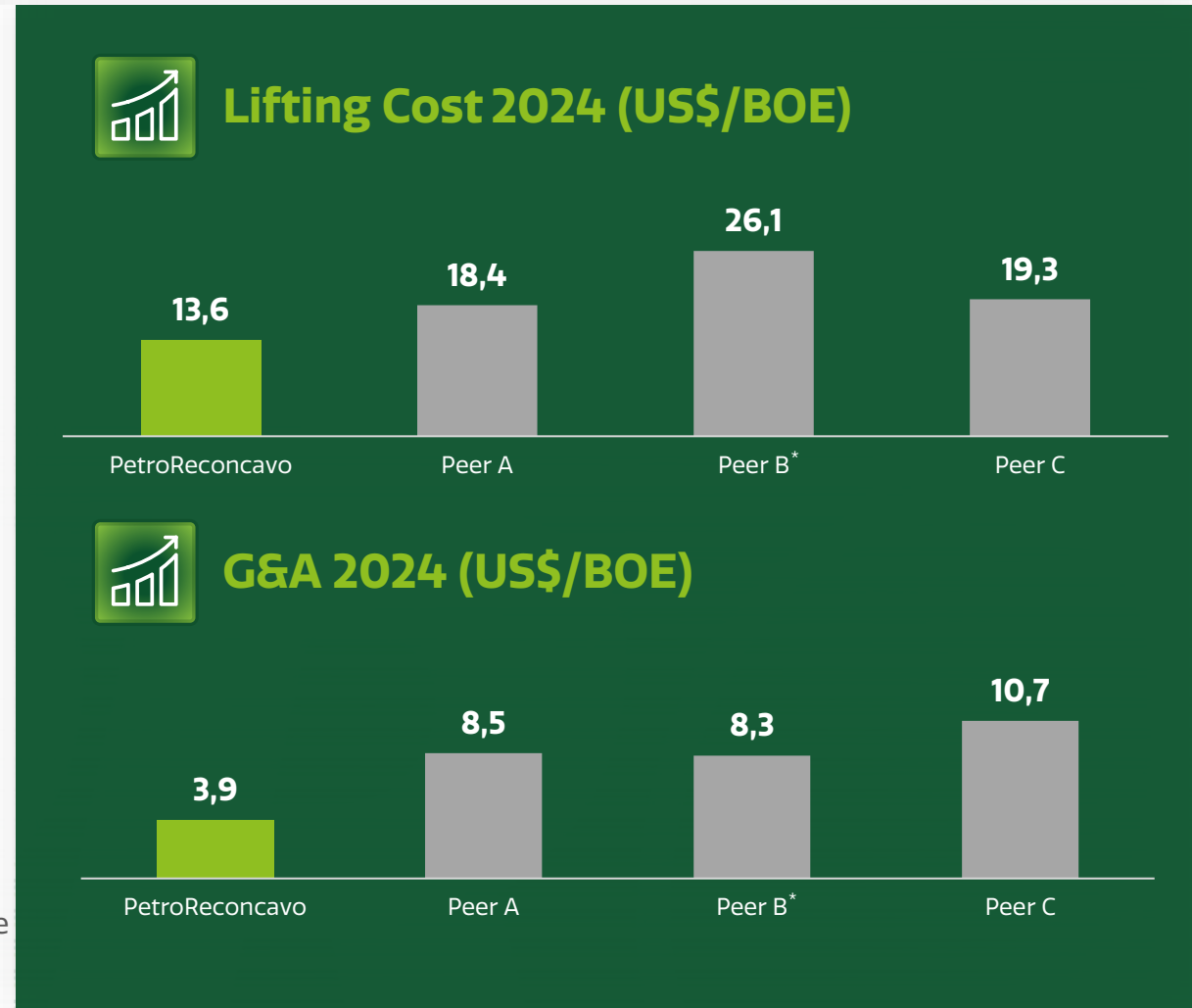
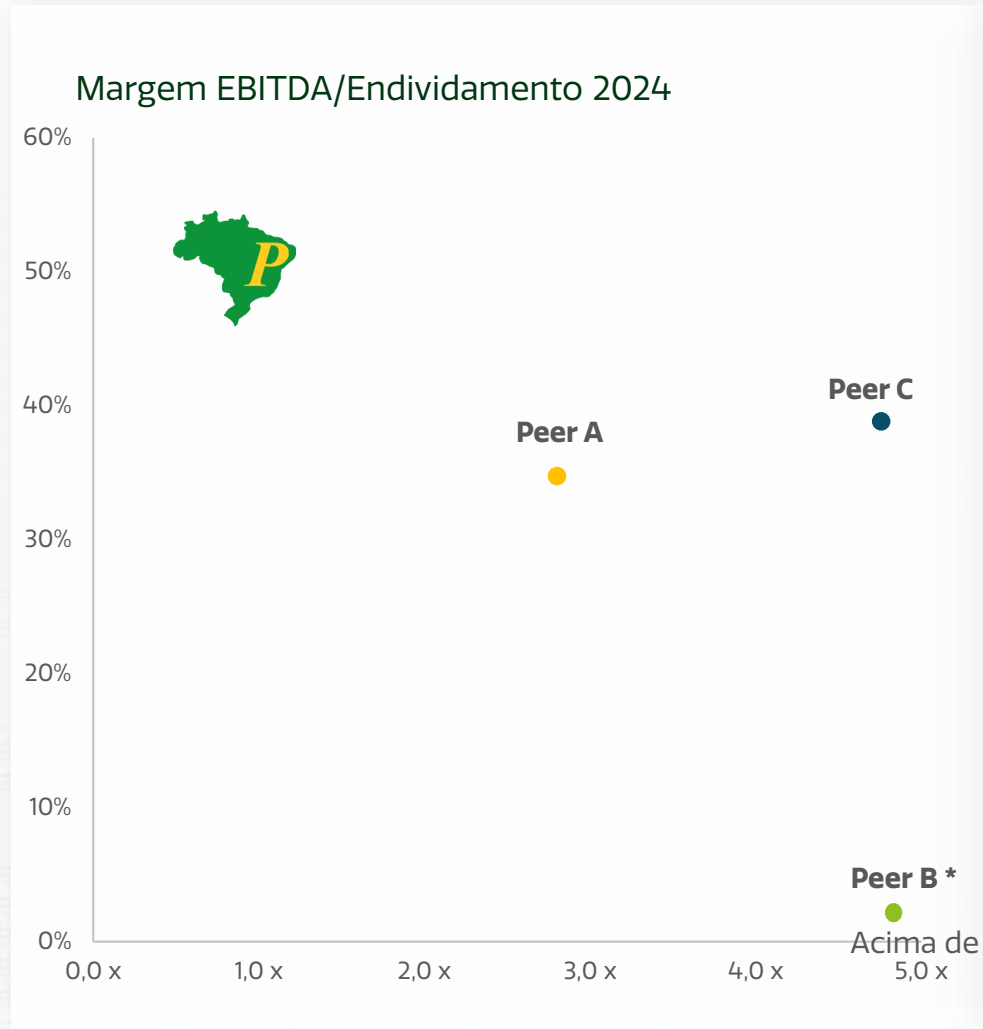
Aumento da resiliência e eficiência



Remuneração ao acionista

Dividendos e JCP
Recompra de ações

Benchmark em *lifting cost* e G&A entre os pares brasileiros



* Dados relacionados ao par no onshore do Brasil no acumulado de 9M24.

PRontos para gerar valor com a melhor estrutura de capital do *onshore*



RSO com portfólio robusto e geração de valor comprovada

Frota exclusiva com capacidade de execução multidisciplinar



3 Sondas de perfuração

PR-21 - 400 HP / até 1.200 metros

PR-04 - 750 HP / até 2.500 metros

PR-14 - 1500 HP / até 5.000 metros

PR-14: Operação iniciada no 3T24



PR-14

16 Sondas de *workover*



+3 Sondas em 2024



Serviços de poços

Fraturamento / Cimentação / Acidificação

Perfuração Direcional

Well Testing / Production Logging

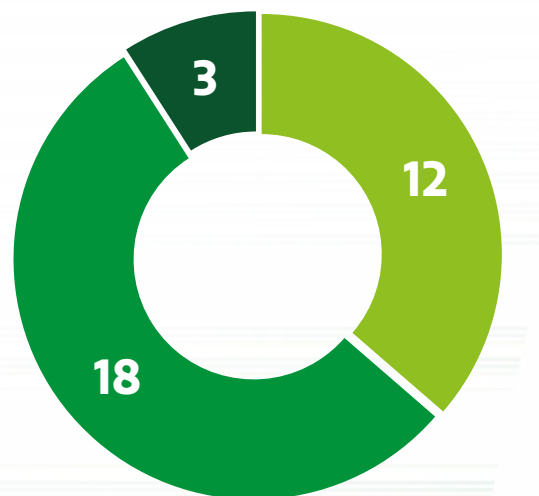
Fluido de Perfuração e Completação



Unidade de Frac

Consolidação da verticalização de perfurações no *onshore* brasileiro

Poços perfurados em 2024



- Perfuração de poços para parceiros
- Perfuração convencional
- Perfuração profunda



Aumento de capacidade

Nov'23 Nov'24

1 sonda própria perfurando → **3 sondas** próprias perfurando

12 poços perfurados para parceiros



Validação externa da performance da PR21

10 poços perfurados em profundidade média de 700 m

Média de **5 dias de perfuração por poço** (abaixo do esperado)

Maioria dos poços com eficiência operacional acima de 98%

Performance inédita de perfuração no campo de Tiê



Custos por fase



Performance



6 poços perfurados
sem falha pela primeira
vez na história do campo



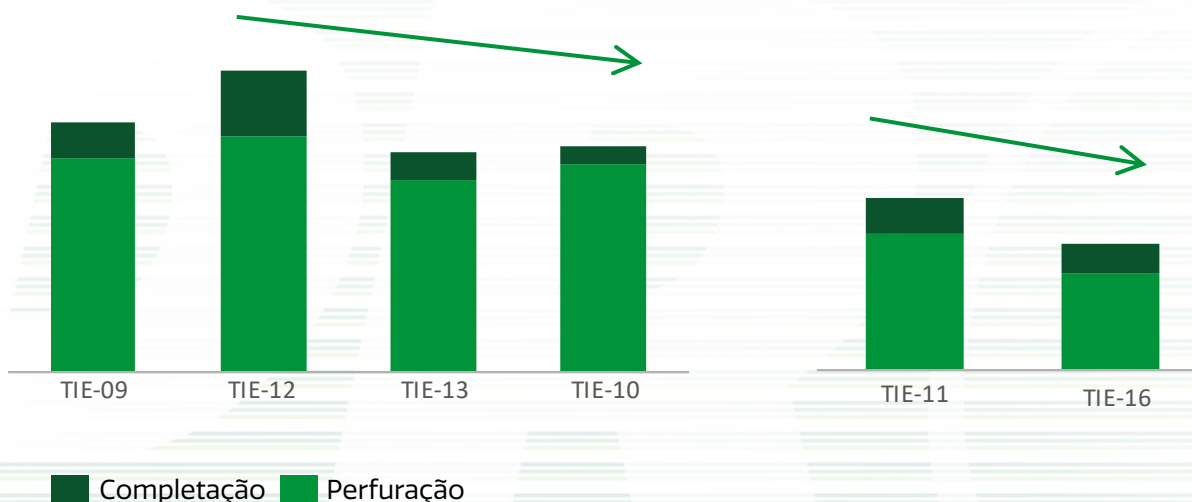
**Redução de custos
poço-a-poço**



Perfurações



Side-tracks



Expansão de capacidade em 2025

Ampliando o poder de execução de intervenções



Expansão da frota de sondas de *workover*

+ 2 Sondas Full Services
+ 1 Light intervention Rig



Expansão de serviços

Aumento de perfuração direcional
Autossuficiência

Expansão do fraturamento
Maior capacidade de trabalhos

Novas tecnologias em cimentação

Habilitar trabalhos de cimentação de altos volumes



Midstream segue como alavanca de valor

Gestão eficiente e otimização de custos



Evolução de 2023 para 2024



**↑ 950
boe/d**

de gás comercializado
devido ao melhor
aproveitamento



**11,8%
do Brent**
no preço de
realização do
gás natural



↓ 10,9%
de redução
nos custos de
midstream no
2º semestre



↓ 85%
de redução nas
penalidades
ao longo
do ano

Autonomia e flexibilidade para maximizar valor



Bahia Gás Hub (UPGN Miranga – UTG SRO)



Região estratégica para recebimento e destinação de gás natural



Planta moderna, segura e escalável, com alta produtividade e baixos custos



Autonomia, flexibilidade operacional e prontidão para capturar novas oportunidades

Aumento da capacidade própria instalada:

2027: 1,35 MMm³/d
2028: ~1,9 MMm³/d

Alternativas de rotas para escoamento:

TAG
Bahiagás (UTG-SRO)
Conexão direta

Habilitação de novas oportunidades:

Gás de terceiros
Fracionamento de líquidos



UPGN Guamaré



Aumento da disponibilidade



Evolução de rotas alternativas



Melhorias no acesso às infraestruturas da Brava Energia

2023

2024

Disponibilidade sistemas escoamento e processamento

86%

99%

Dias sistema indisponível

50

4

60% de redução de *flaring* de gás natural

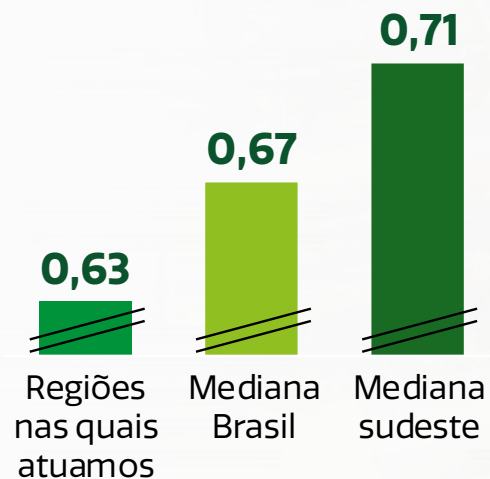
Impacto socioeconômico

Promovemos a transformação socioeconômica das regiões mais carentes do país

Onde estamos

17
municípios no interior
da BA, SE e RN

IDH dos municípios 2010



Empregos gerados

17,5 mil
Empregos gerados no Brasil
Diretos, indiretos e efeito renda



Impacto em renda

5x
área de O&G tem salário médio
inicial quase 5 vezes maior do
que a média nacional



Time de Liderança

Especialistas com experiências complementares



José Firmo
CEO



Troy Finney
VP de Operações - COO



João Vitor Moreira
VP Comercial & M&A



Rafael Cunha
VP de Finanças & RI - CFO



Felipe Araujo
VP de Pessoas & ESG



Dennys Campos
VP Sondas e Serviços



Stenio Tavares
Diretor de Integridade
de Ativos



Walter Waes
Diretor
Técnico



Lucas Neves
Diretor de
Controladoria



Marília Nogueira
Diretora de Relações
com Investidores



Davi Carvalho
Diretor
Jurídico



Bernardo Sampaio
Diretor de
Supply Chain



Daniel Costa
Diretor de TI
e Inovação



Raphael Scudino
Diretor de
Planejamento

O Conselho de Administração é composto por membros experientes com sólida experiência em petróleo e gás e mercado de capitais



Conselho de Administração

Presidente: Eduardo Azevedo

Membro independente com mais de 20 anos de experiência em finanças e mercado de capitais

Experiência em Oil & Gas:

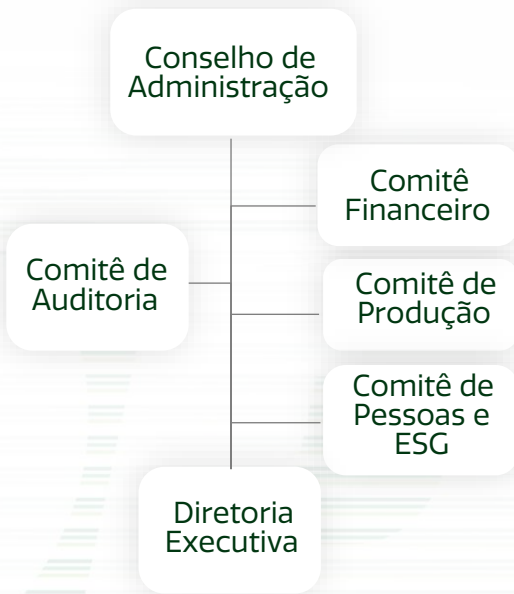
- Christopher Whyte
- Eduardo Santos
- Carlos Tadeu
- Philip Epstein

Experiência em Finanças e Mercado de Capitais:

- Eduardo Azevedo
- Camille Faria
- Carlos Ferreira



Comitês Consultivos

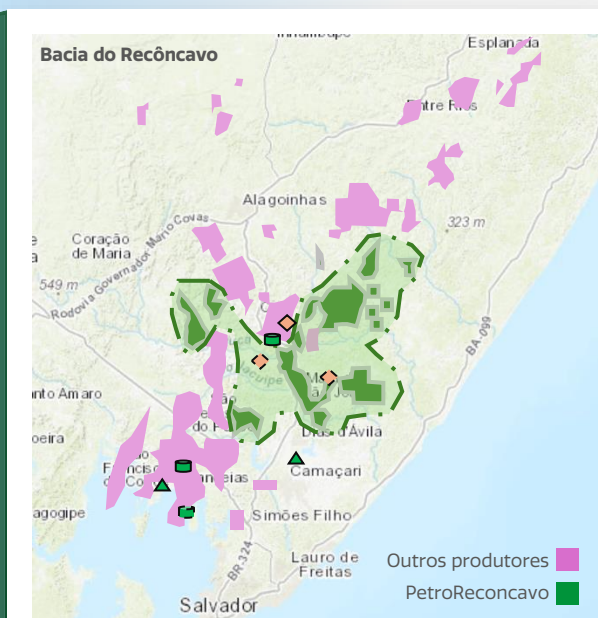
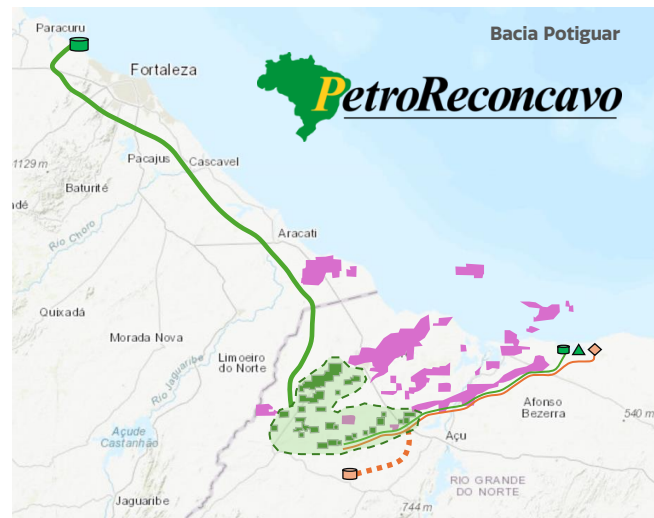
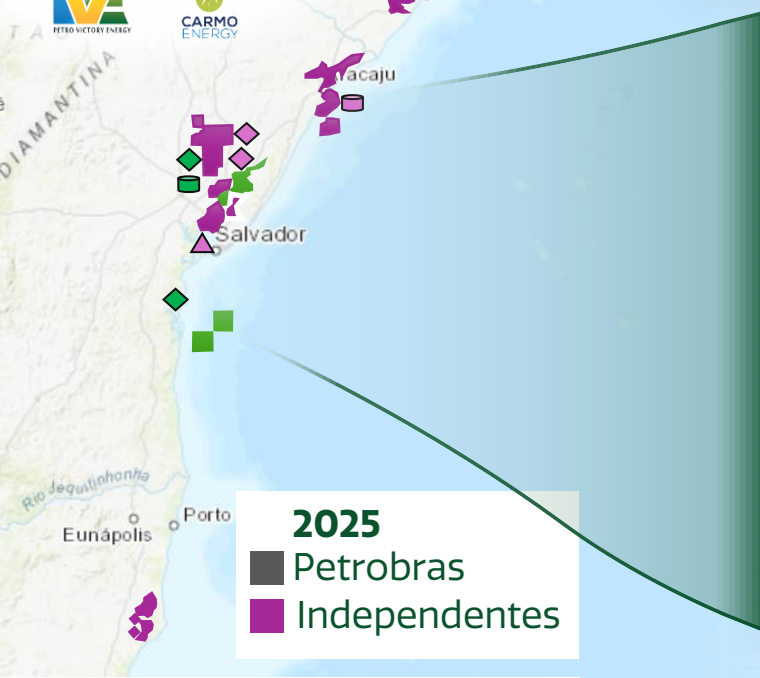


Estrutura Acionária

Acionistas Fundadores e de Referência



1. Inclui ações em livre circulação, tesouraria e gestão



PRontos para liderar a geração de valor no onshore



Capacidade
ímpar na gestão
de campos onshore



Excelência
na execução



Posicionamento
estratégico

PRONTOS
2025



PRONTOS 2025



Divulgação dos Resultados 1T25

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 diverjam 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

**Receita Líquida de
R\$ 861 MM**

+2% vs. 4T24
+16% vs. 1T24

**Lucro Líquido ajustado¹
de R\$ 136 MM**

-25% vs. 4T24
+24% vs. 1T24

**JCP de
R\$ 263,4 MM**

R\$ 0,90 por ação
Div. Yield de ~7%³

**EBITDA de
R\$ 424 MM**

+5% vs. 4T24
+20% vs. 1T24

**Geração de Caixa Livre²
de R\$ 207 MM**

+45% vs. 4T24
-10% vs. 1T24

**Fim do pagamento
de aquisições**

Parcelas dos *earnouts*
de Miranga e Tiêta



Operacionais

Produção de 27,3 kboe/dia

+4% vs. 4T24
+3% vs. 1T24

Novos poços em operação

6 produtores
2 injetores

**Novo recorde de
profundidade em perfuração**

3.630 metros

**Certificação de
Reservas 2024 (2P)**

Reservas: 183,8 MMBOE

RRR: 1,7x

PDP/2P: 34%

Custo de desenvolvimento: US\$7,6/boe

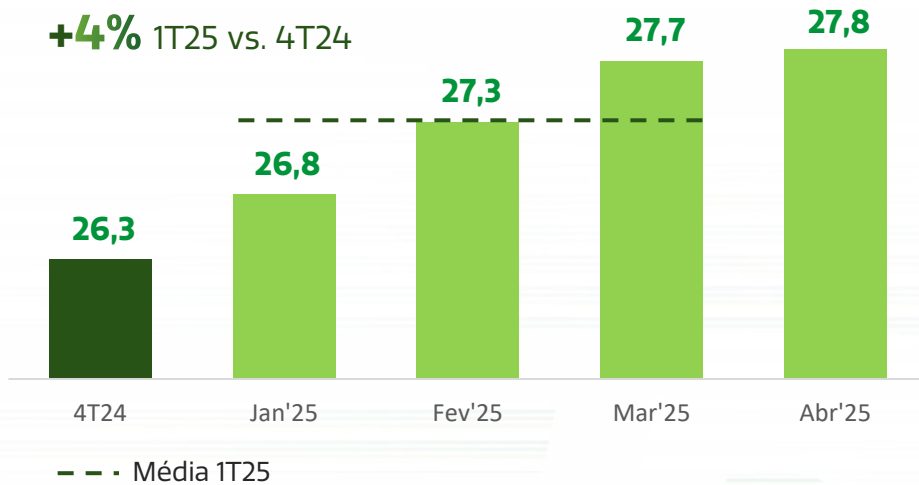
1. Lucro Líquido descontado dos efeitos da marcação a mercado e imposto diferido das operações de swap cambial;
2. Fluxo de Caixa das Operações descontadas as Adições ao Imobilizado e Intangível;
3. Considera cotação de 07/05/2025.

Continuidade do programa de perfurações

Avanço das perfurações dentro do cronograma

Produção média (kboe/dia)

+4% 1T25 vs. 4T24



Workovers 1T25

51 realizados

34 no Ativo Potiguar

17 no Ativo Bahia



Campanha de perfuração 4T24 & 1T25

Perfurados 18

Completados 12*

Aguardando completação 6

* Inclui 2 injetores.



Poços profundos

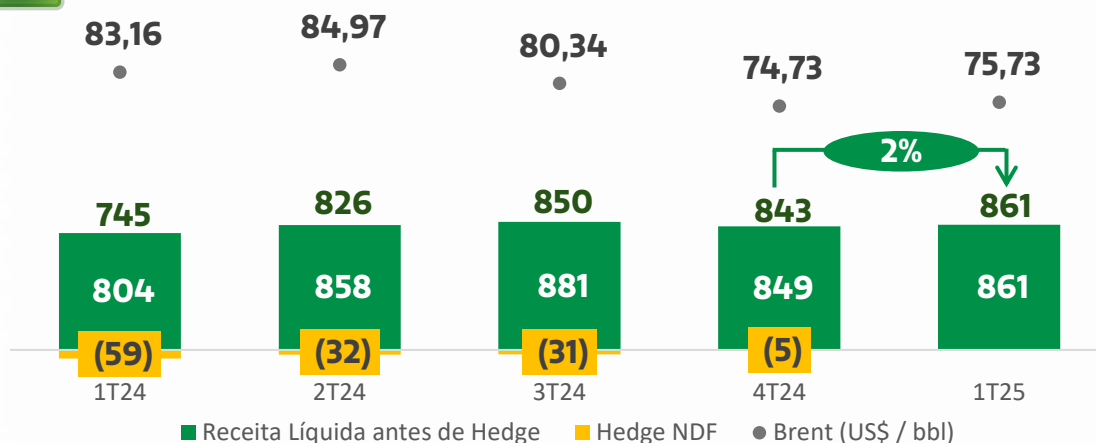
- ✓ Conclusão da 3ª perfuração profunda;
- ✓ Novo recorde de profundidade (3.630 m);
- ✓ Poços em teste e avaliação econômica.

Resultado consistente com receita de R\$ 861 milhões

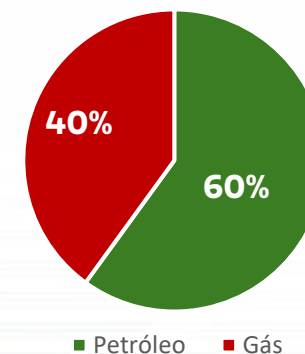
Destaque para o fim dos hedges NDF



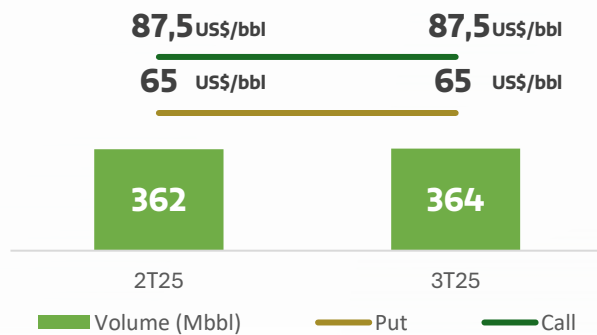
Receita Líquida 1T25 (R\$ Milhões)



% da Produção do 1T25



Hedge de petróleo ZCC (Volume x Preço)

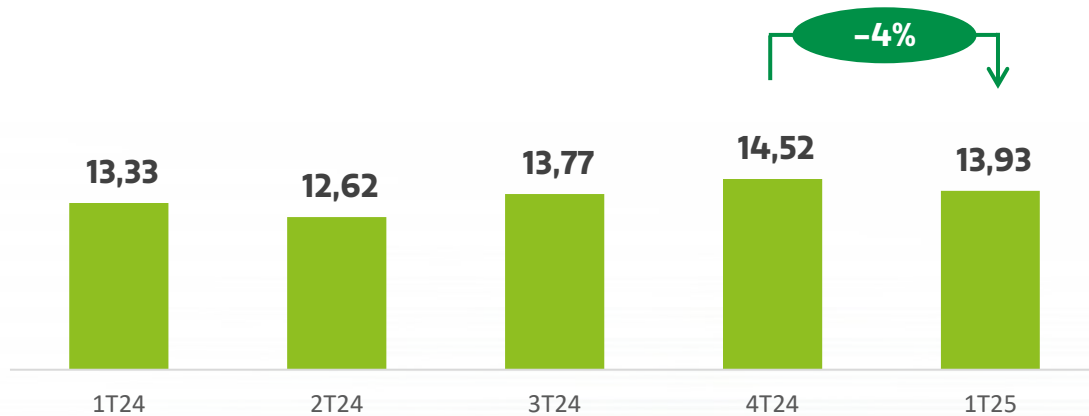


50% da produção protegida

- ✓ **Petróleo:** 25% da produção de petróleo protegida por hedge;
- ✓ **Gás natural:** 88% da produção de gás natural protegida por preço fixo ou contratos com piso do Brent em US\$ 70/bbl.

Redução nos custos e despesas

Lifting Cost (US\$/boe)



Lifting Cost: aumento da produção e redução de custos;



Royalties: maior produção no campo de Tiê (maior alíquota) e aumento nos preços de referência do gás;



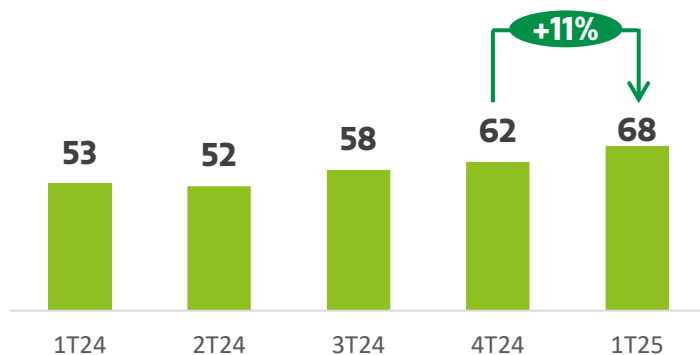
Midstream: redução consistente com otimização nos contratos de transporte;

Compras de gás: estratégia de compra de gás sem efeito na margem;

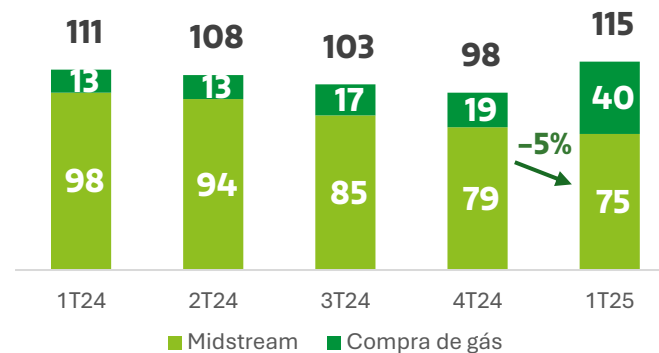


SG&A: redução de 8% no 1T25 vs. 4T24.

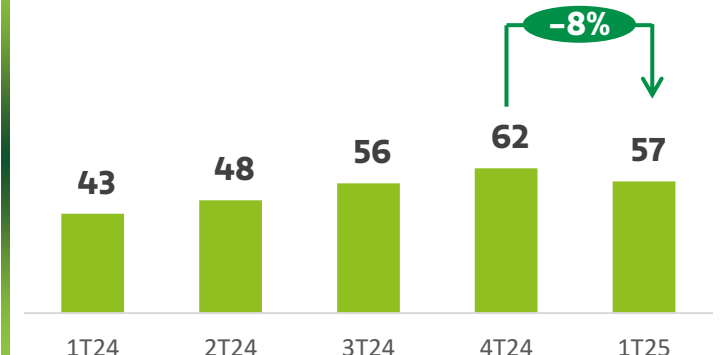
Royalties (R\$ Milhões)



Midstream e Compras de gás (R\$ Milhões)



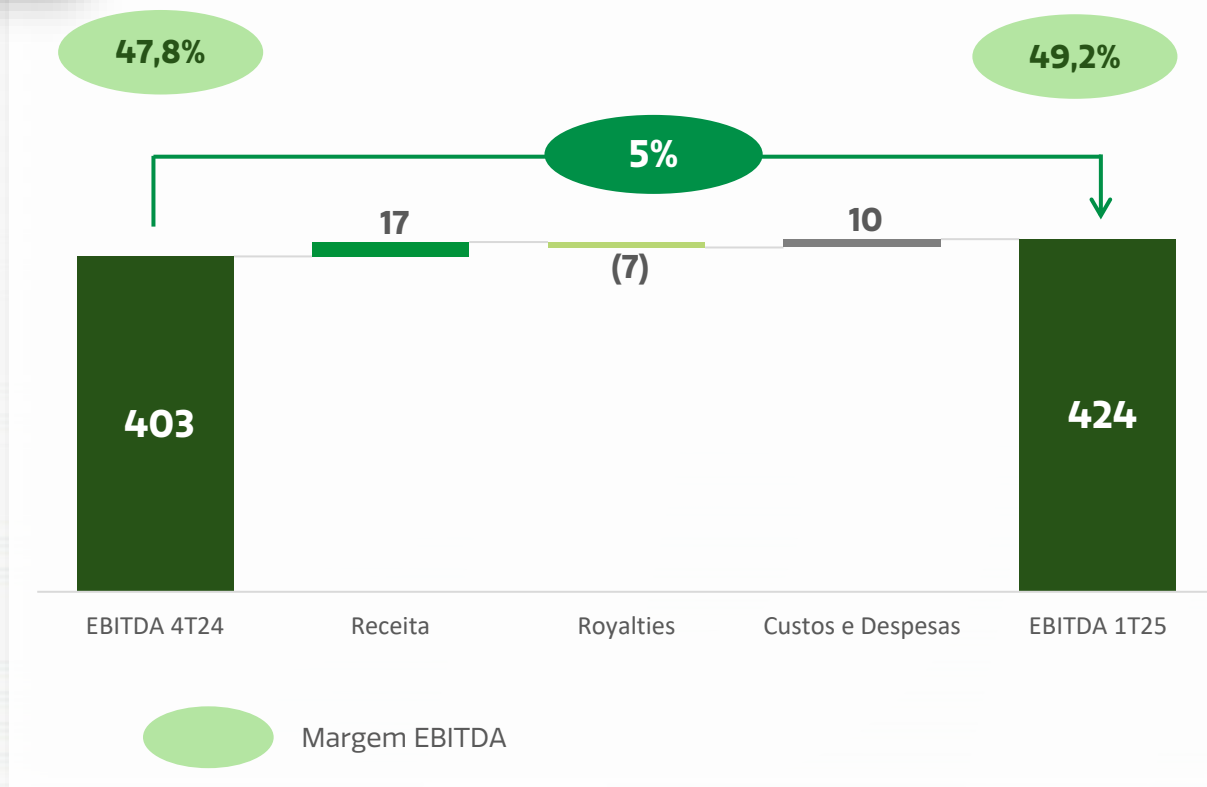
SG&A (R\$ Milhões)



EBITDA de R\$424 milhões, impulsionado pelo aumento na receita e redução dos custos



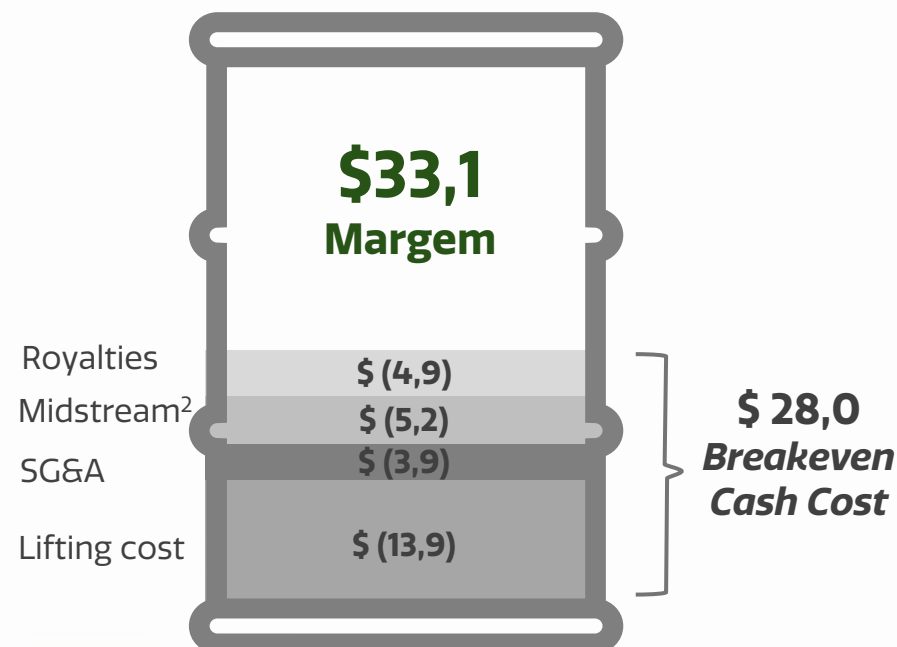
EBITDA (R\$ Milhões)



Netback 1T25 (US\$/boe)

Brent: US\$ 75,7/bbl

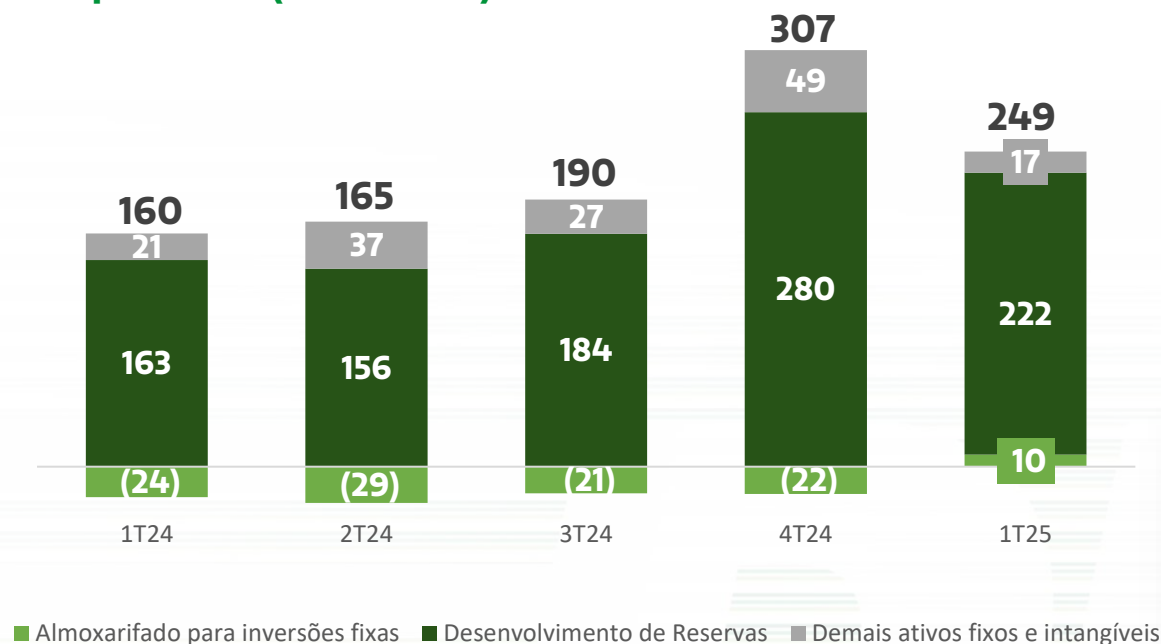
Receita Líquida/boe 1: US\$ 61,1/boe



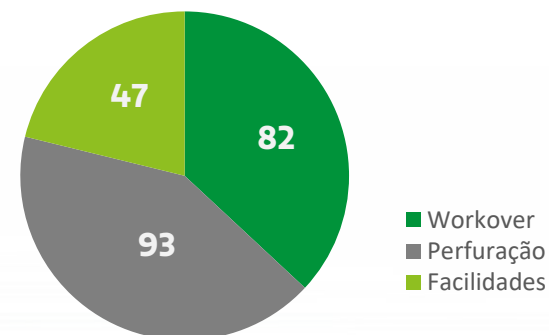
1. Receita Líquida dividida por volumes vendidos de petróleo e gás natural, exclui volumes comprados de gás.
2. Exclui compras de gás.

Continuidade na execução, maximizando eficiência

Capex Total (R\$ Milhões)



Desenvolvimento de Reservas 1T25 (R\$ Milhões)



Maior percentual histórico do capex de desenvolvimento de reservas sobre capex total;



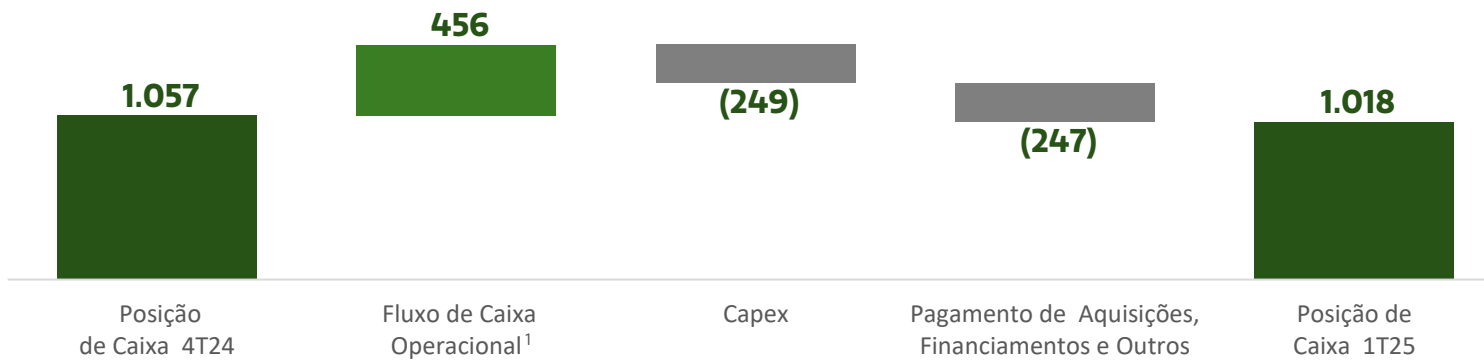
10 poços perfurados no trimestre;



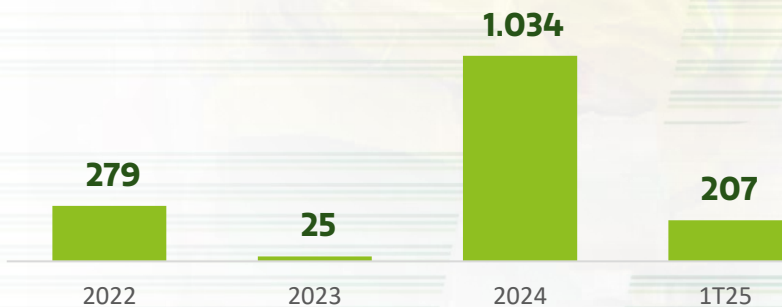
Rapidez e eficiência para adaptar o plano de desenvolvimento conforme cenário de Brent.

Geração de caixa consistente...

Variação da Posição de Caixa (R\$ Milhões)



Geração de Caixa Livre² (R\$ Milhões)



1. Fluxo de Caixa das Operações descontadas Baixas do Imobilizado e transferências de demais ativos fixos e intangíveis.
2. Fluxo de Caixa das Operações descontadas as Adições ao Imobilizado e Intangível.



... com retorno robusto ao acionista

Programa de alocação de capital



Proventos em JCP

**R\$ 263,4
milhões**



Por ação

R\$ 0,90

Dividend Yield YTD

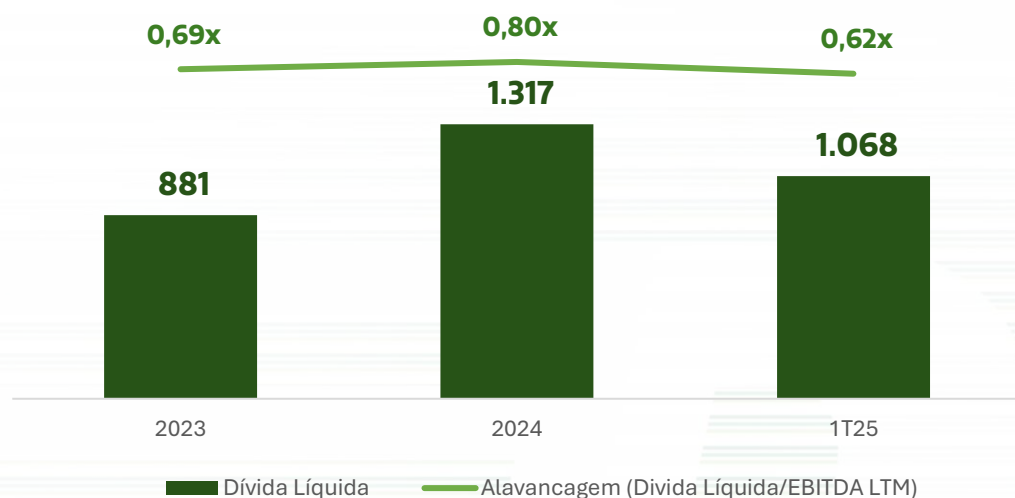
~7%¹

1. Considera cotação de 07/05/2025.

Redução da Dívida Líquida e da Alavancagem Financeira no 1T25

Dívida Líquida de R\$ 1,1 bilhão, com perfil de longo prazo e baixo custo

Evolução da Dívida Líquida (R\$ Milhões)



Destaques

Fim dos pagamentos de aquisições

Parcelas pagas dos *earnouts* de Miranga e Tiêta¹.

4 anos

Duration da dívida

6,7% a.a.

Custo Médio de Dívida

Primeira amortização da dívida em 2028

1. Não inclui pagamento contingente (earnout) de possível parcela remanescente atrelada a aquisição de Tiêta, que será considerada com Brent médio de 2025 acima de US\$ 80.

PRontos para o futuro



Balanço **saudável** e **baixa** alavancagem;



4 meses consecutivos de **crescimento de produção**;



50% da produção **protegida** por hedge de petróleo e contratos de gás;



Geração robusta de caixa com **remuneração aos acionistas**;

PRontos para operar em cenários adversos de preço de petróleo com nossa **saúde financeira superior** e nossa **excelência operacional**, atingindo **novos patamares em breakeven cost** permanecendo como **benchmark** no onshore brasileiro.

Q&A

Relações com Investidores

 ri.petroreconcavo.com.br

 ri@petroreconcavo.com.br