

DIVULGAÇÃO
DE RESULTADOS

Terceiro Trimestre de 2023



RECV
B3 LISTED NM

IBOV IBRX100 SMLL IBRA IGC IGC-NM ITAG IGCT

 ***PetroReconcavo***

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.

A Companhia se relaciona com as suas partes interessadas e atua nas suas práticas comerciais e sociais de maneira transparente, ética, de acordo com as leis, o seu Código de Ética e Conduta, diretrizes de integridade e políticas, assim como, seus valores, que dialogam entre si: integridade, segurança, austeridade, respeito e confiança nas pessoas, entusiasmo, empreendedorismo e resiliência, na proteção da imagem e reputação de todos os envolvidos.

Acesse o [Código de Ética e Conduta da PetroReconcavo](#).

DESTAQUES 3T23

e eventos subsequentes

Produção média diária recorde de 28 mil BOED, 7% aumento vs. 2T23, e 26% maior 9M23 vs. 9M22;

Receita Líquida de R\$748 milhões, crescimento de 14% quando comparado ao 2T23;

Lifting Cost de U\$12,15 por boe, redução de 10% versus o trimestre anterior;

EBITDA de R\$ 377 milhões, 18% superior que 2T23; **EBITDA ajustado pelo Hedge** de R\$ 448 milhões;

Lucro líquido de R\$ 145 milhões no 3T23 e R\$ 522 milhões acumulados nos 9M23;

Pagamento da última parcela das aquisições do Ativo Potiguar e da SPE Tiêta;

Entrada no **Índice Ibovespa**, principal indicador de desempenho das ações negociadas na B3;

Aprovação da **reorganização societária** envolvendo a Companhia e 3 de suas controladas.



Novos integrantes da Equipe de Gestão



Guillermo Foucault
Diretor de Produção

Diretor das áreas de produção e manutenção dos ativos

O executivo conta com mais de **20 anos de experiência**, uma vasta experiência no setor de óleo e gás no Brasil e no exterior. Atuou com gestão de poços, otimização de sistemas, cadeia de suprimentos, negociações de contratos e gerenciamento de riscos em diversas regiões, como EUA, Egito, Iraque e Azerbaijão.



Walter Was
Diretor Técnico

Diretor técnico das áreas de Desenvolvimento, Reservatório e Projetos.

Com mais de **25 anos de experiência** na indústria de petróleo e gás natural, atuou com exploração, produção e desenvolvimento de campos, além de gerenciar projetos em regiões produtivas da África, Caribe, Oriente Médio e América do Sul, em campos *onshore* e *offshore*.

Desempenho Operacional

ATIVO POTIGUAR

PetroRecôncavo S.A.

30 concessões operadas
2 concessões operadas por parceiro
1 bloco exploratório (sob avaliação econômica)

ATIVO BAHIA

PetroRecôncavo S.A.

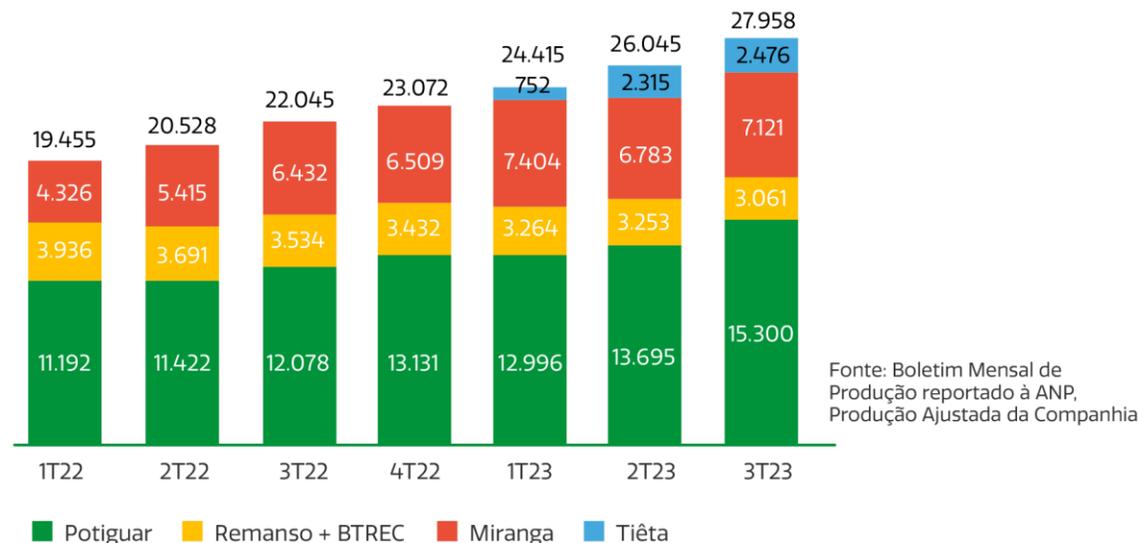
24 concessões operadas

SPE Tiêta S.A.

2 concessões operadas
5 blocos exploratórios

Em 28 de junho de 2023, a ANP aprovou a anexação das concessões de Brejinho e Fazenda Junco, alterando o número de concessões operadas pela Companhia no Ativo Potiguar. No dia 31 de outubro de 2023, em Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas deliberaram sobre a incorporação, pela Companhia, de suas subsidiárias SPE Miranga S.A., Recôncavo E&P S.A. e Potiguar E&P S.A.

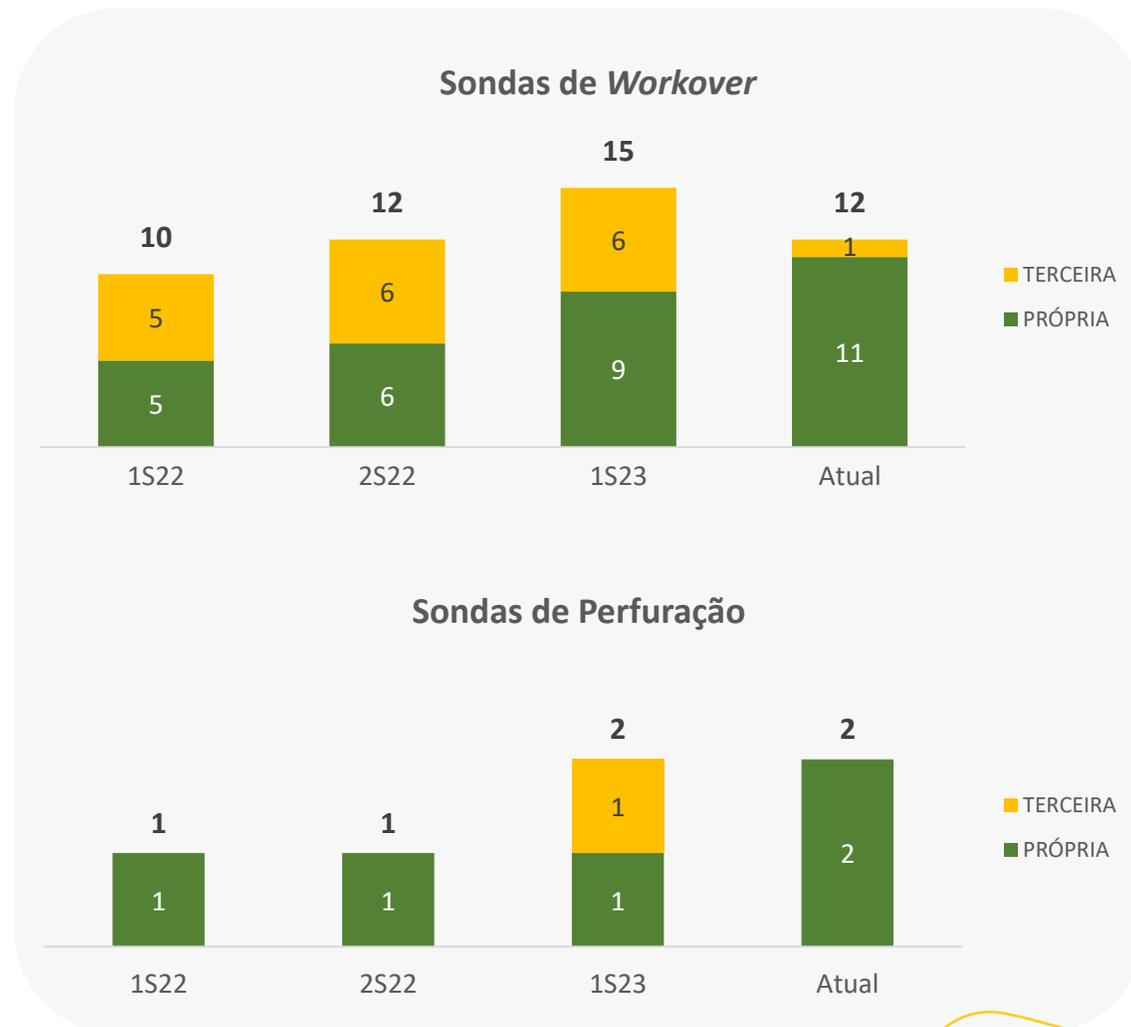
Produção média bruta de participação em barris de óleo equivalentes por dia (BOED)



- 27% de crescimento da produção 3T23 vs. 3T22 e 16% ex-Tiêta;
 - 6 perfurações e 57 projetos de *workover*.
- No 3T23, a Companhia enfrentou **restrições no escoamento** com impacto na produção do ativo Potiguar;
 - Fechamento temporário de alguns campos e poços com baixa vazão e/ou alta razão água/óleo;
 - Fechamento temporário de poços de gás não associado.

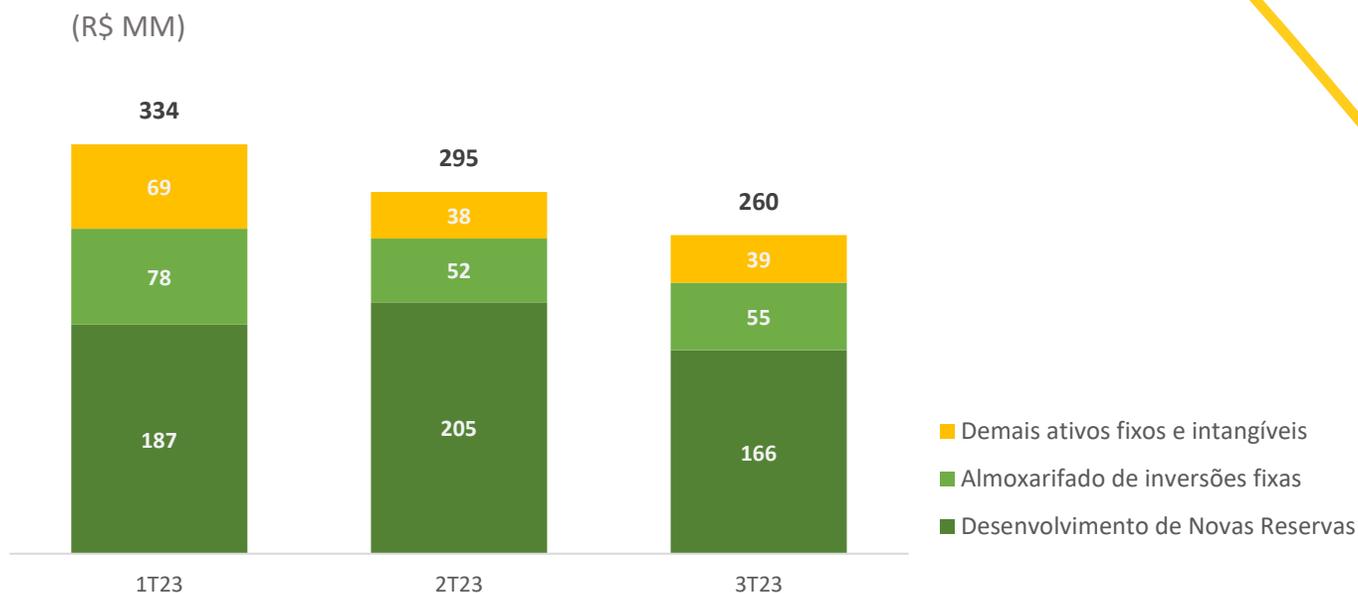
Implementação de iniciativas com foco em ganhos de eficiência de capital

- Devolução de 5 sondas de *workover* terceiras, sendo 4 alugadas e 1 com equipe terceirizada;
- Entrada em operação de 2 sondas próprias de *workover*;
- Padronização da frota, viabilizando reduções na ineficiência mecânica das sondas e no *downtime* com paradas de manutenção preventivas;
- Sondas próprias de *Workover* apresentam, na média, um *cash-cost*, 23% inferior às terceiras;
- Internalização do *Tree Saver*, viabilizando operações de fraturamento a altas vazões e pressões, sem a utilização da sonda de *Workover*
- Desmobilização da sonda de Perfuração terceirizada;
- Conclusão do processo de comissionamento de 01 sonda de perfuração própria especializada em poços rasos.



CAPEX

Ativo Imobilizado e Intangível

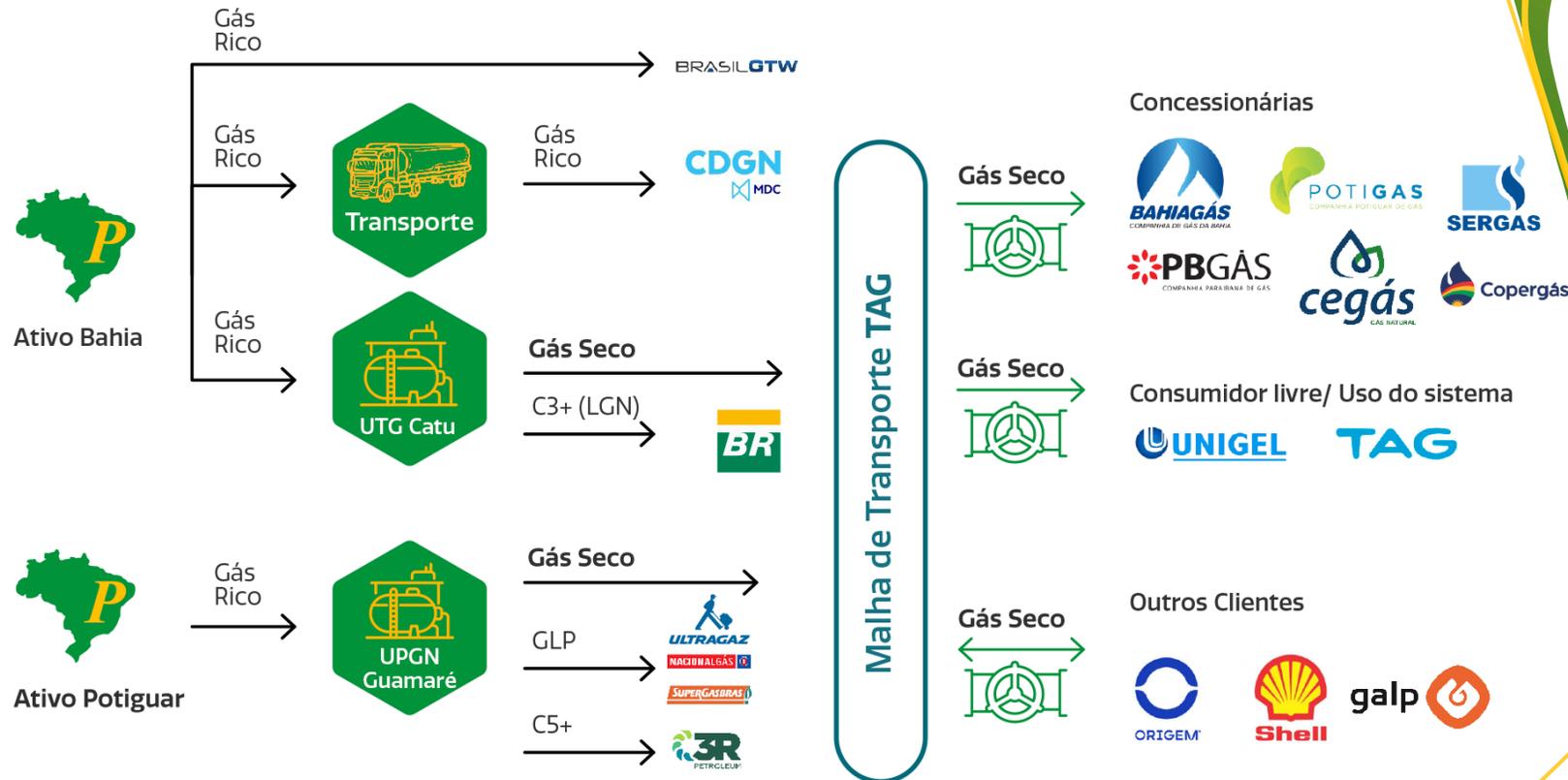


- Redução dos gastos associados ao Desenvolvimento de Novas Reservas reflete devolução de sondas e a maior reutilização de materiais usados;
- Variação no almoxarifado de inversões fixas (estoque de consumíveis) reflete a compra de materiais para o programa de investimentos da Companhia;
- Demais Ativos Fixos e Intangíveis reflete principalmente o pagamento pela aquisição de novos equipamentos e o efeito da baixa do adiantamento para compra de direitos de produção de óleo e gás.



UTG São Roque

Novos contratos de comercialização de Gás Natural e subprodutos



- Contrato de longo prazo assinado com a Copergás:
 - Volume firme 150 Mm³/dia em 2024 e 250 Mm³/dia em 2025 a 2033;
 - Cláusula de preço mínimo e máximo que atua como hedge do preço do gás natural.
- Etapa final da construção de uma Unidade de Tratamento de Gás (UTG) São Roque;
- Parada programada da UPGN Guararé.

Impacto Estimado no Resultado Operacional do 3T23 decorrentes de problemas de escoamento e venda no Ativo Potiguar



Gás Natural

- Restrições escoamento de gás natural disponibilizado à Potiguar E&P para entrega na UPGN Guamaré, em volume compatível ao mínimo contratual estabelecido de aproximadamente 600 mil m³ por dia;
- Restrição da produção de gás não associado e queima do volume produzido que não pôde ser entregue em Guamaré;
- Estima-se uma receita não realizada no terceiro trimestre de aproximadamente R\$19,7 milhões, calculada sobre um volume de gás seco e líquidos de gás natural não comercializados;
- A normalização da produção, escoamento e processamento de gás natural no RN é esperada a partir da conclusão da parada para manutenção programada da UPGN Guamaré.



Petróleo

Restrição nos volumes entregues de Petróleo entre os meses de agosto e de setembro:

- Acúmulo temporário de estoques nos tanques das Estações Coletoras do Ativo Potiguar da Companhia, com o impacto estimado na receita de petróleo não vendido no trimestre de cerca de R\$24 milhões;
- Interrupção temporária da produção de 8 campos e poços de baixa vazão ou alta razão água/óleo, com impacto estimado na receita de R\$9 milhões;
- Essas condições começaram a se regularizadas no final de setembro, permitindo a retomada da operação dos campos cuja produção havia sido interrompida.

Custo médio de produção no 3T23 de US\$12,15/boe, redução de 10% vs. 2T23

Custo médio de produção – *lifting cost* (em US\$/BOE)



Soma os custos totais dos serviços prestados e de vendas, ajustados pela movimentação dos estoques, excluindo-se os custos com aquisição, processamento e transporte do gás, os royalties, a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em barris de óleo equivalente (BOE).

Varição no *lifting cost* do 3T23 reflete iniciativas implementadas com foco em redução de custo com destaque para:

- Redução de custos com reparo de poços;
- Captura de sinergias e eficiência operacional e;
- Ganhos de escala com o crescimento da produção.

Destques da Demonstração de Resultados

DRE Consolidada (em milhares de R\$)

	3T23	2T23	Δ%	3T22	Δ%	9M23	9M22	Δ%
Receita líquida	747.829	658.314	14%	804.848	-7%	2.125.355	2.199.333	-3%
Custos e despesas	(302.224)	(276.125)	9%	(319.918)	-6%	(913.379)	(791.859)	15%
Royalties	(68.271)	(62.951)	8%	(61.497)	11%	(180.568)	(189.431)	-5%
EBITDA	377.334	319.238	18%	423.433	-11%	1.031.408	1.218.043	-15%
Depreciação, amortização e depleção	(182.422)	(145.186)	26%	(112.580)	62%	(431.531)	(267.620)	61%
Lucro Operacional	194.912	174.052	12%	310.853	-37%	599.877	950.423	-37%
Resultado financeiro líquido	(48.395)	55.392	n.m.	(45.488)	6%	13.298	13.514	-2%
Impostos correntes	31.622	6.819	364%	(81.140)	n.m.	(7.027)	(176.649)	-96%
Impostos diferidos	(33.042)	(58.622)	-44%	27.658	n.m.	(83.897)	(42.536)	97%
Resultado líquido	145.097	177.641	-18%	211.883	-32%	522.251	744.752	-30%

- Extensões de concessões com redução de royalties;
- Redução do imposto de renda com efeito caixa, mediante utilização da depleção acelerada e ganhos futuros com reorganização societária;
- Resultado financeiro impactado pela marcação ao mercado da variação cambial R\$ 36 milhões (negativo).

Variação de Custos e Despesas

Custos e Despesas (em milhares de R\$)

	3T23	2T23	Δ%	3T22	Δ%	9M23	9M22	Δ%
Pessoal	62.901	66.633	-6%	62.667	0%	195.522	165.576	18%
Serviços e Materiais	82.691	99.298	-17%	60.543	37%	276.425	185.613	49%
Eletricidade	21.087	20.081	5%	19.014	11%	60.301	54.025	12%
Compra/Swap de gás	4.291	15.881	-73%	57.296	-93%	78.648	125.887	-38%
Escoamento do gás	7.670	6.828	12%	3.164	142%	18.693	8.164	129%
Processamento do gás	54.594	48.835	12%	27.436	99%	140.617	73.235	92%
Transporte de gás	48.793	35.425	38%	33.706	45%	126.720	97.241	30%
Vendas	8.856	-	n.m.	-	n.m.	8.856	-	n.m.
Outros custos e despesas	11.341	(16.856)	n.m.	18.130	-37%	7.597	44.156	-83%
Perdas de crédito esperadas	-	-	n.m.	37.962	n.m.	-	37.962	n.m.
Total	302.224	276.125	9%	319.918	-6%	913.379	791.859	15%

- Redução nos custos e despesas com pessoal;
- Redução em custos e despesas com serviços e materiais, principalmente devido aos custos com reparo de poços, impactados pelo menor número de intervenções realizadas no período;
- Redução na compra de gás de terceiros, estratégia adotada para evitar penalidades por descumprimento de entrega de demanda contratada, em períodos em que a infraestrutura de terceiros esteve indisponível;
- Aumento nos custos com processamento escoamento e transporte, refletindo aumento de volume processado no 3T23 vs. 2T23, também impactado pelo pagamento de penalidades;
- Despesas de vendas referem-se a despesas com armazenamento e logística de parte do petróleo vendido pelo Ativo Potiguar no período.

Impacto do Hedge na Receita Líquida

(R\$71)MM no 3T23 vs (R\$60)MM no 2T23

Preço Histórico Brent Spot x Hedge (US\$/boe)



Volume Hedgeado x Preço Contratado por Trimestre (USD/Barril)



Volume médio de hedges para 4T23:

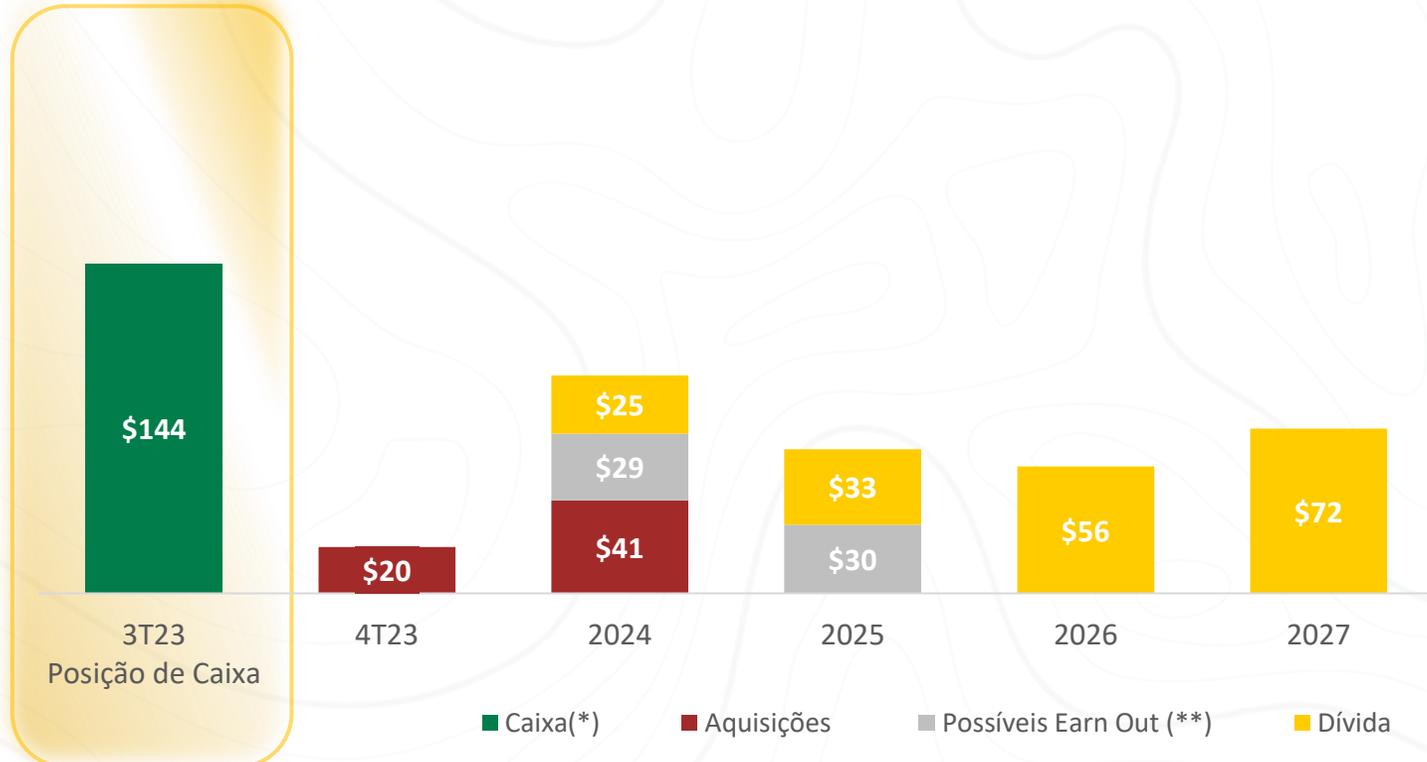
- Aproximadamente 4.856 bopd;
- Equivale a 29,2% da Produção média de Petróleo do 3T23, vs. 31,4% no 2T23.

Instrumentos de "hedge" contratos em aberto	Preço médio do exercício 30/09/2023	Quantidade 30/09/2023	Valor justo dos instrumentos de "hedge" 30/09/2023
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	55,77	446.750	(79.636)
De 3 a 6 meses	56,03	444.750	(67.915)
De 6 a 12 meses	59,91	496.000	(57.854)
De 1 a 2 anos	59,43	71.500	(7.932)
Total	57,44	1.459.000	(213.337)

* Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 30 de setembro de 2023.

Em 30 de setembro, a Companhia tinha Caixa de US\$144MM, Dívida Bancária de US\$186MM e US\$120MM a pagar por aquisições

Em MMUSD\$



- Baixa alavancagem:
 - Dívida líquida/EBITDA LTM de 0,56x
- No 3T23 foram pagas:
 - A última parcela da aquisição do Polo Riacho da Forquilha;
 - Segunda parcela da aquisição da SPE Tiêta;
- A dívida inclui novo financiamento de **US\$60 MM** contratado em julho/23;
- Aquisições se referem ao Polo Miranga e *Earn Outs* às parcelas *in the money* referentes ao Polo Miranga e SPE Tiêta.

(*) Posição de Caixa do 3T23 considera Caixa e Aplicações Financeiras de curto prazo. Taxa de dólar em 30/09/2023 de R\$/US\$ 5,01
(**) Pagamentos contingentes em diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Brent), atrelados a aquisição do Polo Miranga acima de US\$ 65 e a aquisição de Tiêta acima de US\$ 80.

Destques ASG

Reforçamos nosso **comprometimento com a Segurança, engajamento e bem-estar**

- **Treinamento “Líder Seguro para Média Liderança”** para mais de 100 líderes;
- **+900 colaboradores cadastrados no aplicativo PetroSaúde**, acompanhando a saúde física e mental;
- Implementamos ferramenta que **permite identificar de forma preventiva** possíveis riscos de acidentes no ambiente de trabalho;
- Segundo ano de Petrofit - **programa de promoção de saúde e integração entre colaboradores.**

Promovemos a **educação ambiental nas comunidades nos entornos das operações**

- Gincana de Meio Ambiente, coletando de **3,4 toneladas de resíduos recicláveis**;
- Seguimos com a parceria com o Projeto Tamar, chegando a **+5.000 crianças que visitaram as instalações**

Programa Juntos Somos Mais – Unidos pela **Diversidade, Equidade e Inclusão**

- Lançamento de grupos de afinidade para debater os pilares do programa: **equidade de gênero, LGBTQIA+, inclusão de pessoas com deficiência e valorização da diversidade étnico-racial**;
- Ações de DE&I já implementadas no 3º trimestre, entre elas **salas para lactantes** na Companhia e **Workshop “O valor da Diversidade”**, visando nos tornar uma Companhia mais inclusiva, igualitária e diversa.

Celebramos o 2º ano consecutivo como **“Empresa Limpa”, iniciativa do Instituto Ethos**

- Selo concedido em **reconhecimento à integridade** das empresas signatárias do Pacto Empresarial pela Integridade e Contra a Corrupção.



Considerações finais



Foco no **crescimento orgânico da produção** com a continuidade das atividades de perfuração, *workover* e facilidades;



Aumento da eficiência operacional e **redução de custos** com destaque para a **consolidação de ganhos de produtividade** da frota de equipamentos próprios recém incorporados, a **liberação de sondas terceirizadas** e o **redesenho de processos**;



Chegada da UTG São Roque marca proximidade do início da operação de ativos de **midstream** pela Companhia;



Q&A

Relações com Investidores

 ri.petroreconcavo.com.br

 ri@petroreconcavo.com.br

