

DIVULGAÇÃO
DE RESULTADOS

Segundo Trimestre de 2023

RECV
B3 LISTED NM

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.

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](#).

Destques 2T23

e eventos subsequentes

Receita Líquida de R\$658 milhões, redução de 8% vs. 1T23, impactada pela queda no Brent e dólar e restrições de escoamento/processamento de gás;

EBITDA de R\$ 319 milhões, redução de 5% vs. 1T23 e **Lucro líquido** de R\$ 178 milhões, redução de 11% vs. 1T23;

Pagamento de **dividendos** em maio de R\$ 130 milhões, totalizando distribuição de R\$ 310 milhões para 2022;



Produção média de 26 mil BOED, +7% vs. 1T23; e 28,5 mil BOED em Julho, +9% vs. 2T23;

Contratos com 3R Petroleum para venda do óleo, além de uso das infraestruturas para escoamento e processamento de gás natural (Ativo Potiguar);

Divulgação do **Segundo Relatório de Sustentabilidade** conforme a metodologia GRI.

Desempenho Operacional

ATIVO POTIGUAR

Potiguar E&P S.A.

31 concessões operadas
2 concessões operadas por parceiro.
1 bloco exploratório

Polo Riacho da Forquilha

ATIVO BAHIA

PetroRecôncavo S.A.

11 concessões operadas
Polo Remanso

Recôncavo E&P S.A.

5 concessões operadas
Polo BTREC

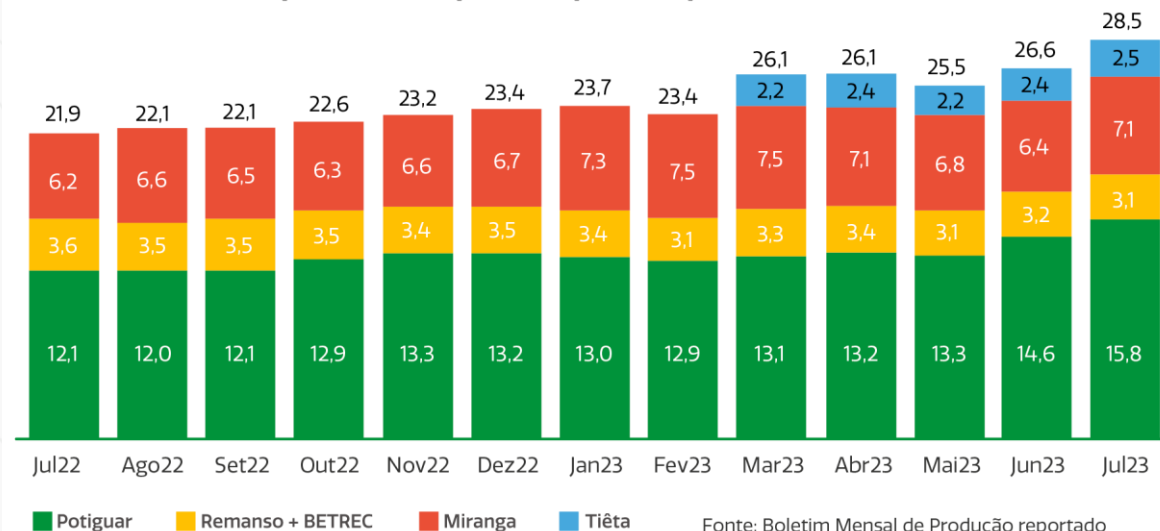
SPE Miranga S.A.

8 concessões operadas
Polo Miranga

SPE Tiêta S.A.

2 concessões operadas
5 blocos exploratórios

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



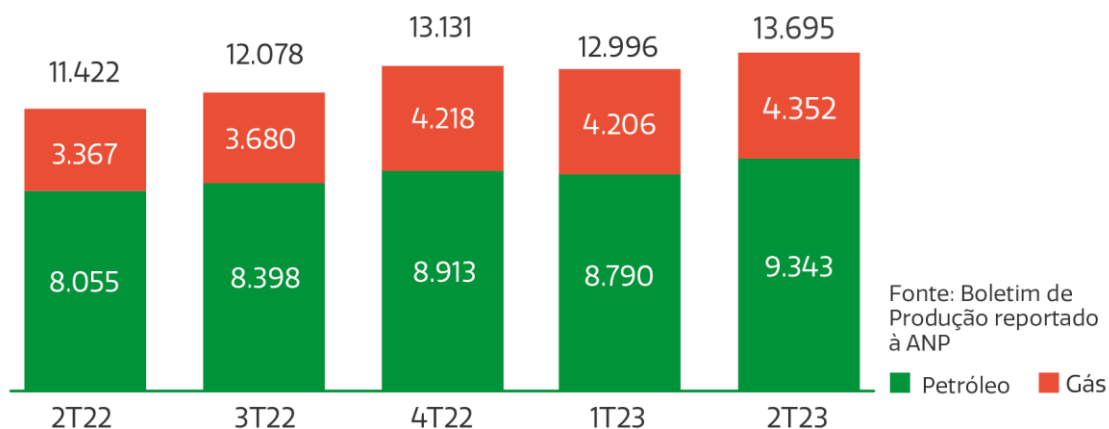
Fonte: Boletim Mensal de Produção reportado à ANP, Produção Ajustada da Companhia.

- No 2T23, registramos uma produção média diária de 26.045 boed, um aumento de 7% vs. 1T23 e 27% vs. 2T22;
- Recorde de produção em julho, com 9% vs 2T23 e 7% vs. Junho;
- Comissionamento de novas facilidades, que permitiram otimizações da produção, e resultados de intervenção em poços que refletem a qualidade do portfólio de projetos.

Ativo Potiguar



Ativo Potiguar | Produção média (*working interest*) em barris de óleo equivalentes por dia (BOED)



5 poços perfurados e 41 intervenções de *workover*;



8 Sondas de *workover* e 1 Sonda de Perfuração dedicadas ao Ativo;



Comissionamento de novas facilidades e otimização dos poços perfurados em Sabiá Bico-de-Osso e Sabiá-da-Mata;

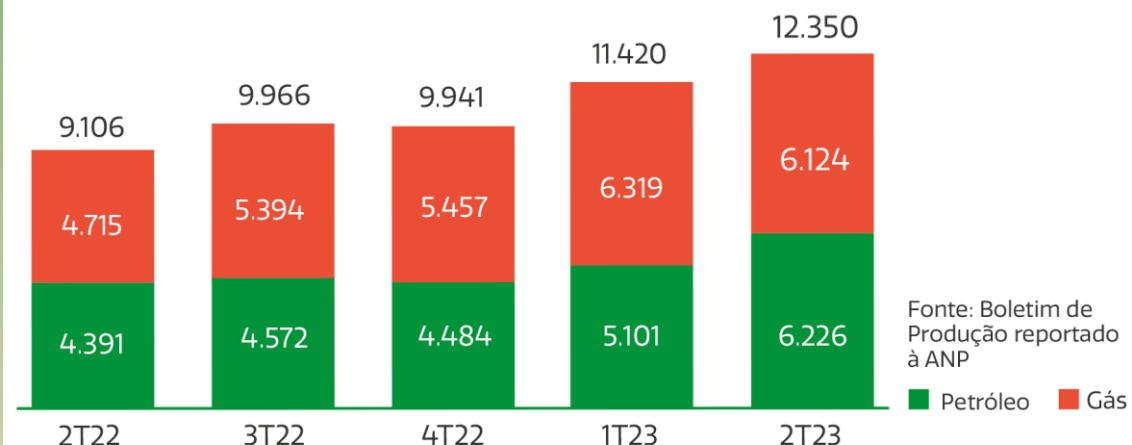


Restrições de escoamento e processamento e consequente fechamento temporário de poços de gás não associado.

Ativo Bahia



Ativo Bahia | Produção média (*working interest*) em barris de óleo equivalentes por dia (BOED)



3 poços perfurados e 23 intervenções de *workover*, incluindo as primeiras intervenções na SPE Tiêta, incorporada no trimestre;



6 Sondas de *workover* e 1 Sonda de Perfuração dedicadas ao Ativo;



Construção da UTG São Roque em andamento dentro do cronograma estabelecido.

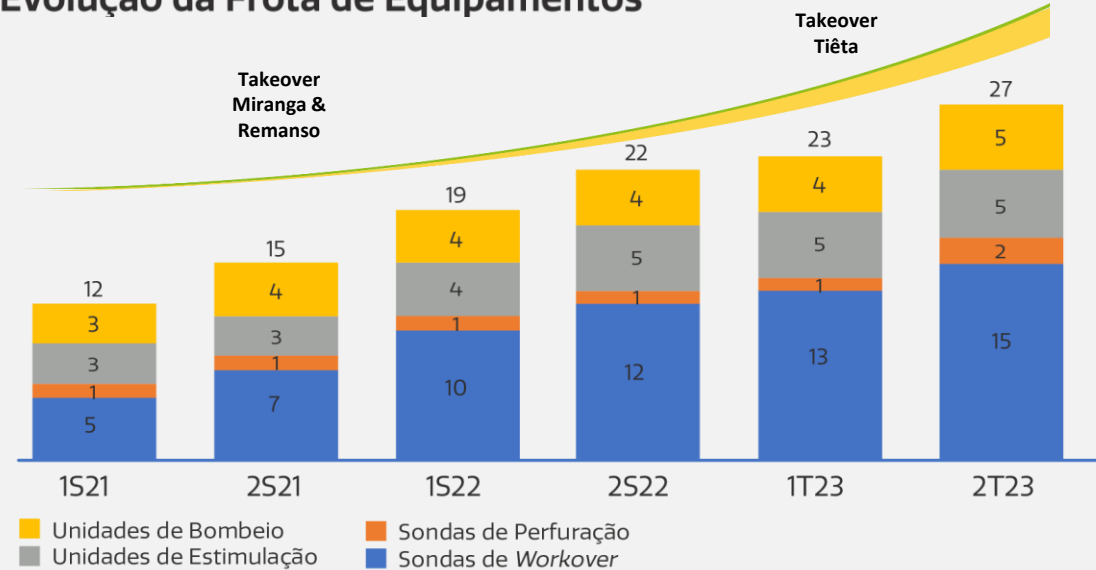


Impacto na produção devido a falhas elétricas, quebra de poços e manutenção da Estação de Compressores de Miranga;

Foco em ganhos de produtividade e eficiência, com frota majoritariamente internalizada (acima de 80%)



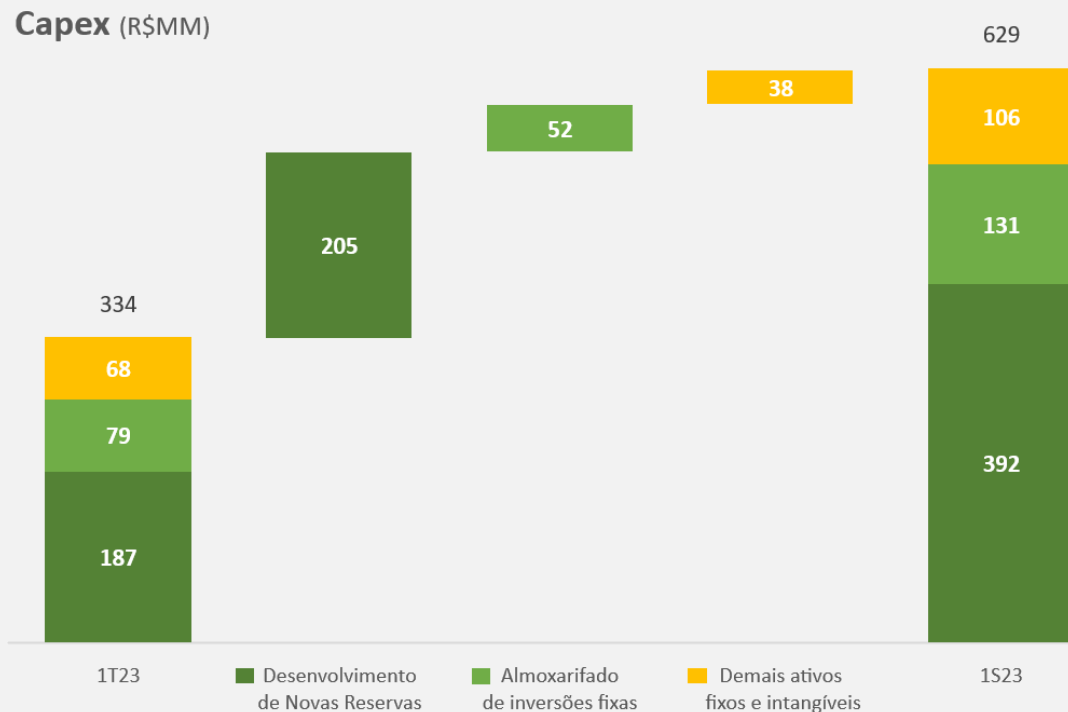
Evolução da Frota de Equipamentos



- 2 sondas de *workover*, 1 unidade de fraturamento e 1 unidade de cimentação passaram a integrar a nossa frota no trimestre;
- Padronização da frota, gerando ganhos de eficiência em manutenção;
- Início de um processo de desmobilização de equipamentos de terceiros, parcialmente substituídos por equipamentos próprios mais eficientes;
- Avaliação oportunística de mobilização de equipamentos de terceiros.

Caixa aplicado nas atividades de investimento

Ativo Imobilizado



- Redução no ritmo de adições ao almoxarifado de inversões fixas vs 1T23, com expectativa de redução de estoque nos próximos trimestres;
- A rubrica Demais ativos fixos reflete avanço na mobilização de frota de equipamentos próprios;
- Estabilidade no capital aplicado para desenvolvimento de reservas.



Lorena B

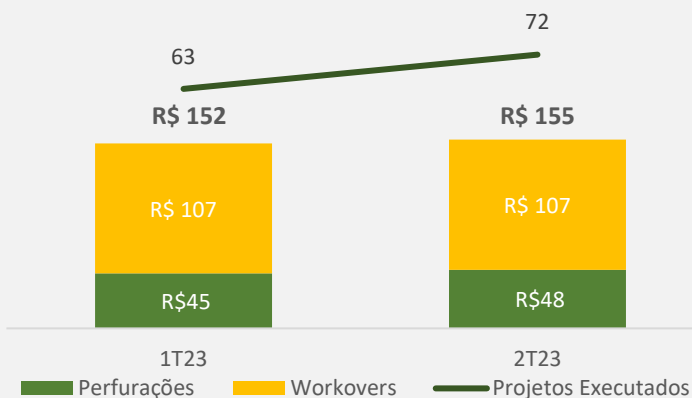


Estação Carnaúba

Capex

Desenvolvimento de Reservas

Capex de Projetos
(R\$ milhões)



Principais projetos de facilidades concluídos do trimestre:

Estação Carnaúba

Incremento de capacidade Gás : 80 Mm³/d
Incremento de capacidade Óleo : 500 bbl/d

Overhaul LOR-A

Incremento de capacidade Gás: 30 Mm³/d

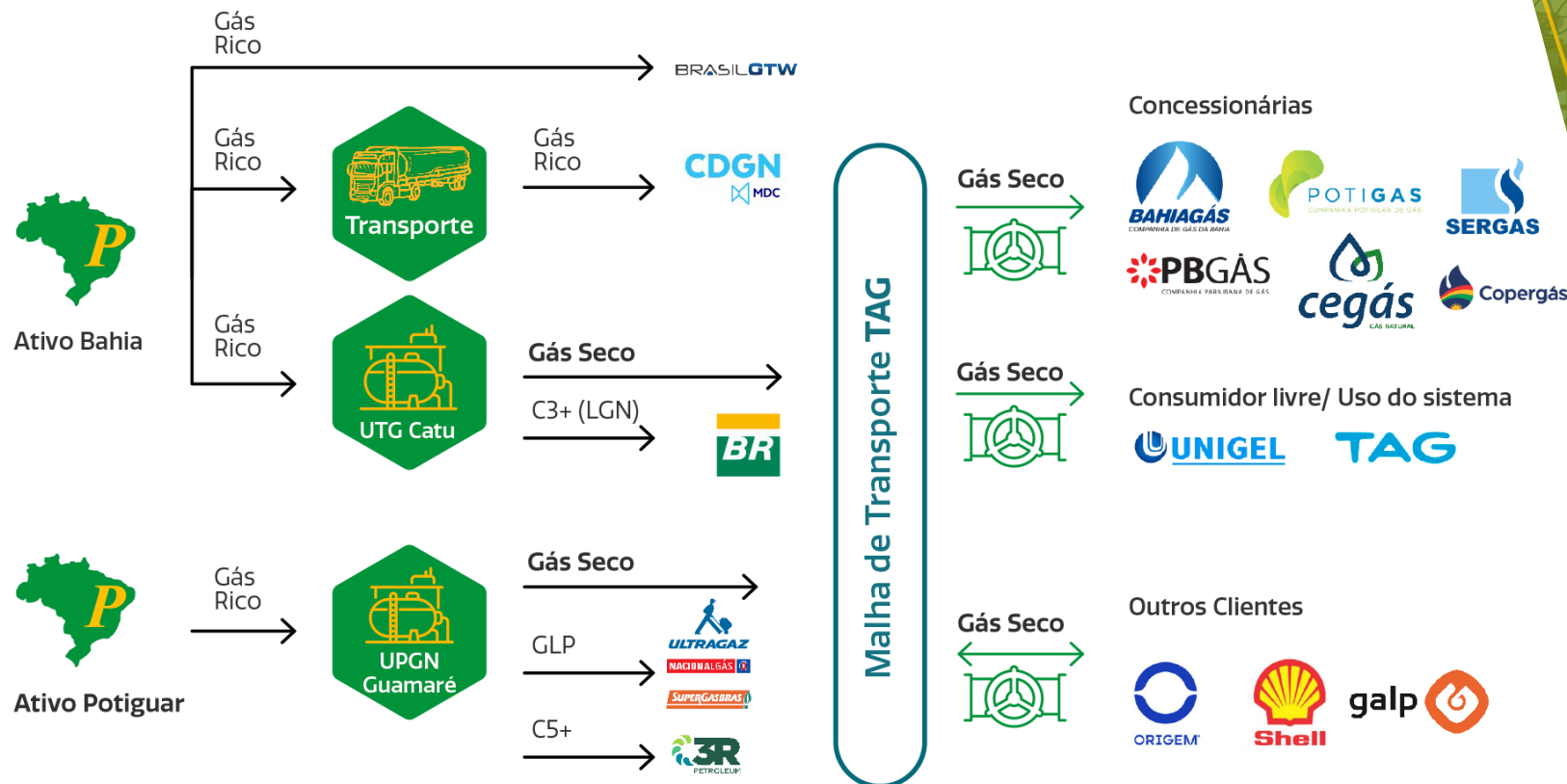
Compressor de LOR-B

Incremento de capacidade Gás: 110 Mm³/d

Overhaul UPN-A

Incremento de capacidade Gás: 20 Mm³/d

Novos contratos de comercialização de Gás Natural e subprodutos



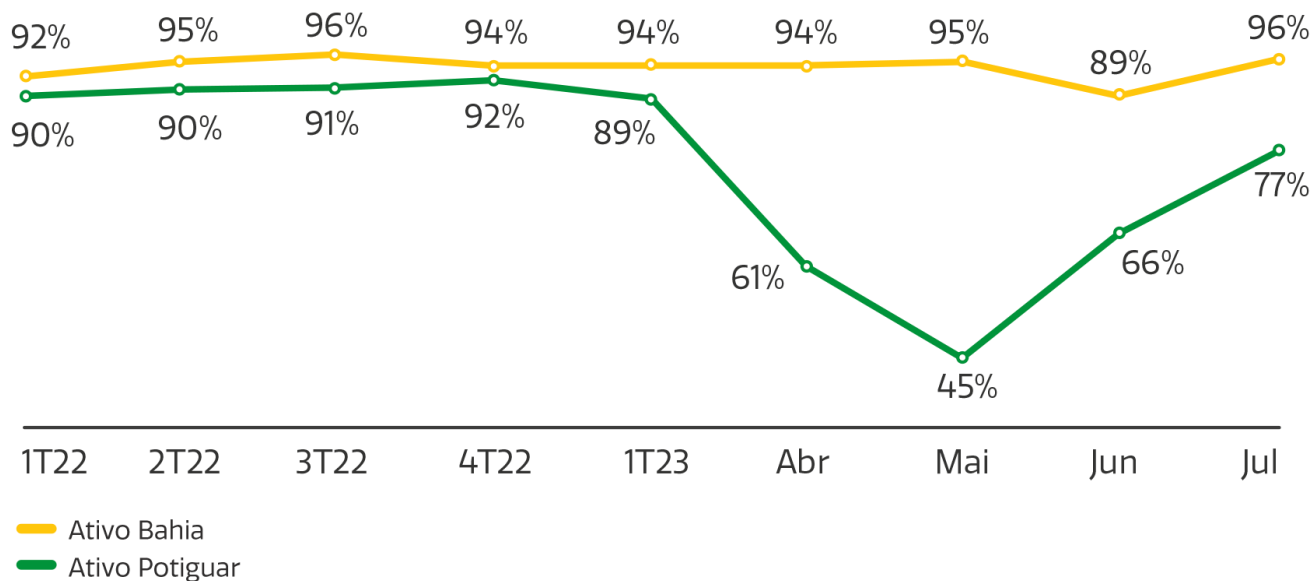
Contrato de longo prazo assinado com a Copergás:

- Volume firme 150.000 m³/dia em 2024 e 250.000 m³/dia em 2025 e 2033;
- Valor estimado de R\$ 1,6 bilhão.

Retomada de vendas no mercado livre.

Impacto por eventos externos extraordinários

Histórico do Percentual de Aproveitamento do Gás Natural
(Disponibilizado para processamento / produzido)



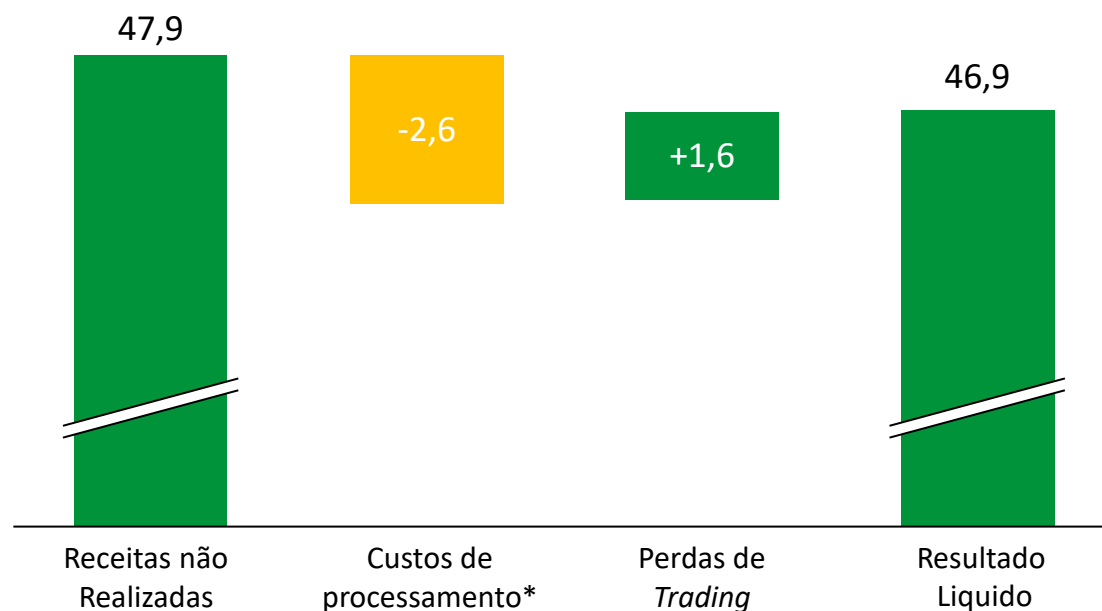
*O volume de gás disponibilizado para processamento e venda apresenta redução em relação à produção total dos poços devido às perdas e consumo do *upstream*, como por exemplo gás ventilado, gás de flare, gas-lift, gás de utilidades e gás combustível.



- Parada para manutenção corretiva em gasoduto de terceiro que liga a produção à UPGN Guamaré;
- Manutenção do sistema de compressão da UPGN Guamaré;
- Falhas elétricas provocaram perdas no aproveitamento do gás na Bahia.

Impacto Estimado no Resultado Operacional do 2T23 decorrentes de problemas de escoamento de Gás Natural no Ativo Potiguar

(R\$ milhões)



(*) Os custos adicionais de processamento e escoamento foram estimados a partir dos volumes equivalentes a receita não realizada descontados das penalidades e encargos adicionais incorridos no trimestre, em razão das falhas de suprimento e infração de limites de demanda contratada;

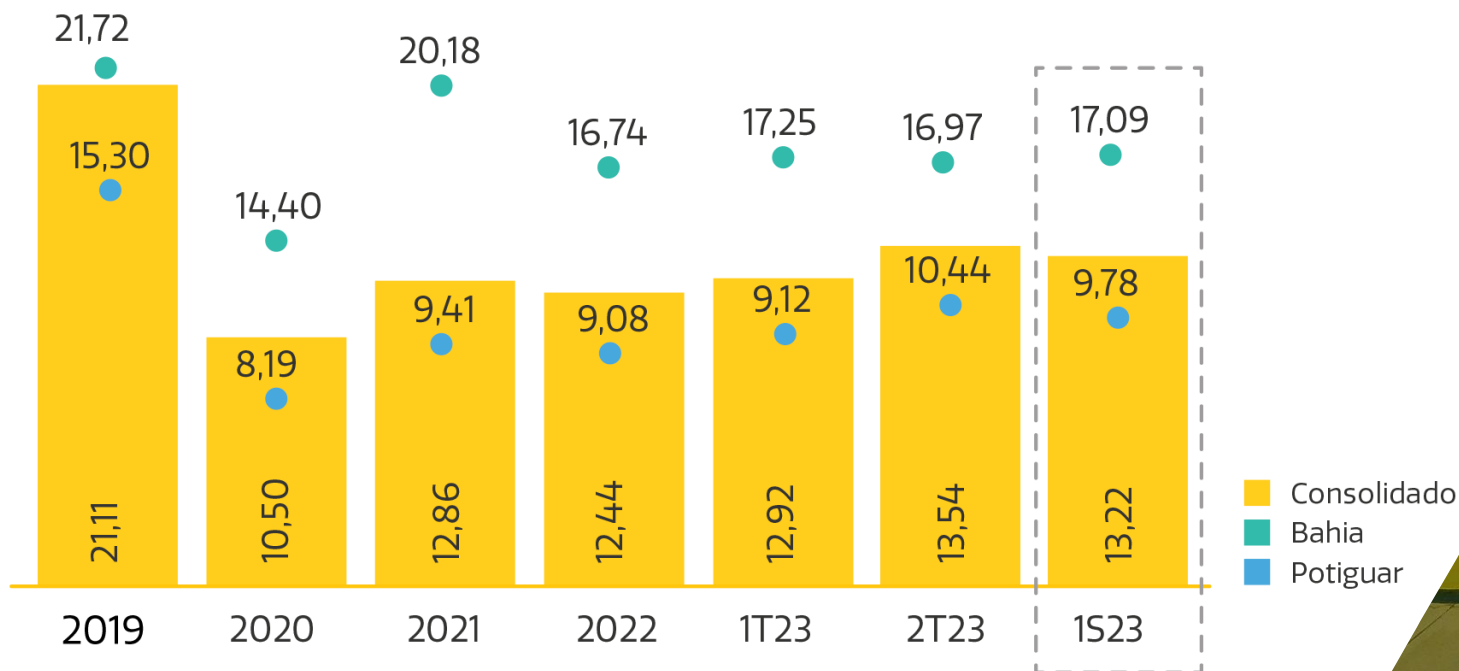
Os valores estimados relacionados à perda de receita líquida potencial foram calculados com base em premissas internas e levou em consideração a potencial produção de gás não processado. Esses cálculos não foram revisados pelos nossos auditores independentes.

Receitas não Realizadas:

- 19,9 Mm³ de gás seco, equivalente aos volumes queimados ou ventilados devido a restrições de escoamento;
- 3,3 Mm³ de gás seco, equivalente à produção de poços de gás não associados temporariamente fechados;
- 1,9 Mm³ de C5+ e 3.800 toneladas de GLP, equivalente ao rendimento em volumes de gás não vendidos;
- Receita estimada com preços atuais (spot e fixos);
- Custos estimados com base em taxas reais.

Custo médio de produção por BOE de US\$13,54 no 2T23

PetroReconcavo Consolidado | Custo médio de produção (em US\$/BOE)



Soma os custos totais dos serviços prestados e de vendas, 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).

Efeitos extraordinários no *lifting cost* do 2T23 que devem se normalizar ao longo do ano:

- Desinterdição do Polo Bahia Terra, reduzindo custos com transporte de fluido;
- Completa integração operacional dos campos de Tiê e Tartaruga, com os ganhos de sinergia que deverão ser capturados;
- Despesas pré-operacionais relacionadas à mobilização de novos equipamentos.

Variação de Custos e Despesas

Custos e Despesas (em milhares de R\$)

	2T23	1T23	Δ%	2T22	Δ%	1S23	1S22	Δ%
Pessoal	66.633	65.988	1%	54.872	21%	132.621	102.909	29%
Serviços e Materiais	99.298	94.436	5%	65.115	52%	193.734	125.070	55%
Energia Elétrica	20.081	19.133	5%	15.963	26%	39.214	35.011	12%
Compra/Swap de gás	15.881	58.476	-73%	34.133	-53%	74.357	68.591	8%
Escoamento do gás	6.828	4.195	63%	2.580	165%	11.023	5.000	120%
Processamento do gás	48.835	37.188	31%	24.127	102%	86.023	45.799	88%
Transporte de gás	35.425	42.502	-17%	33.506	6%	77.927	63.535	23%
Outros custos e despesas	(16.856)	13.112	n.m.	16.066	n.m.	(3.744)	26.026	n.m.
Total	276.125	335.030	-18%	246.362	12%	611.155	471.941	29%

- Encerramento do Contrato de SWAP com a Petrobras e início do contrato de processamento e escoamento na Bahia;
- Custos de *midstream* do Ativo Potiguar impactados pelos problemas de integridade no duto de terceiros e consequente redução nos volumes escoados, processados e vendidos;
- Finalização do processo de arbitragem cível e reconhecimento de recuperação de crédito tributários, impactando a linha de “outros custos”.

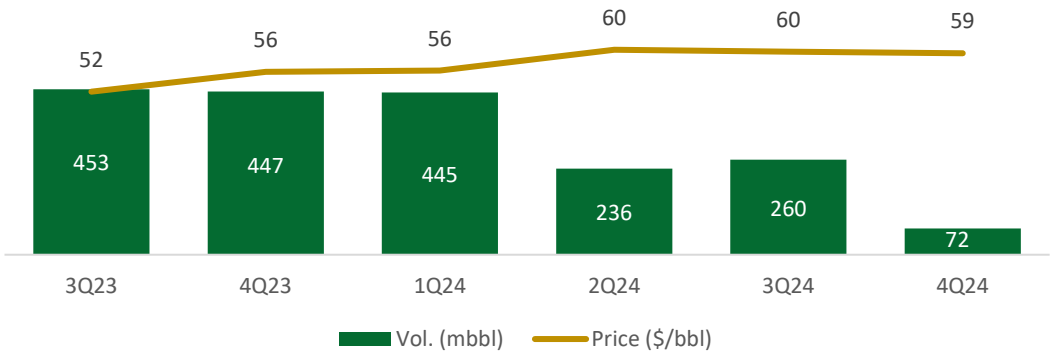
Impacto do Hedge na Receita Líquida

(R\$60)MM no 2T23 vs (R\$71)MM no 1T23

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



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



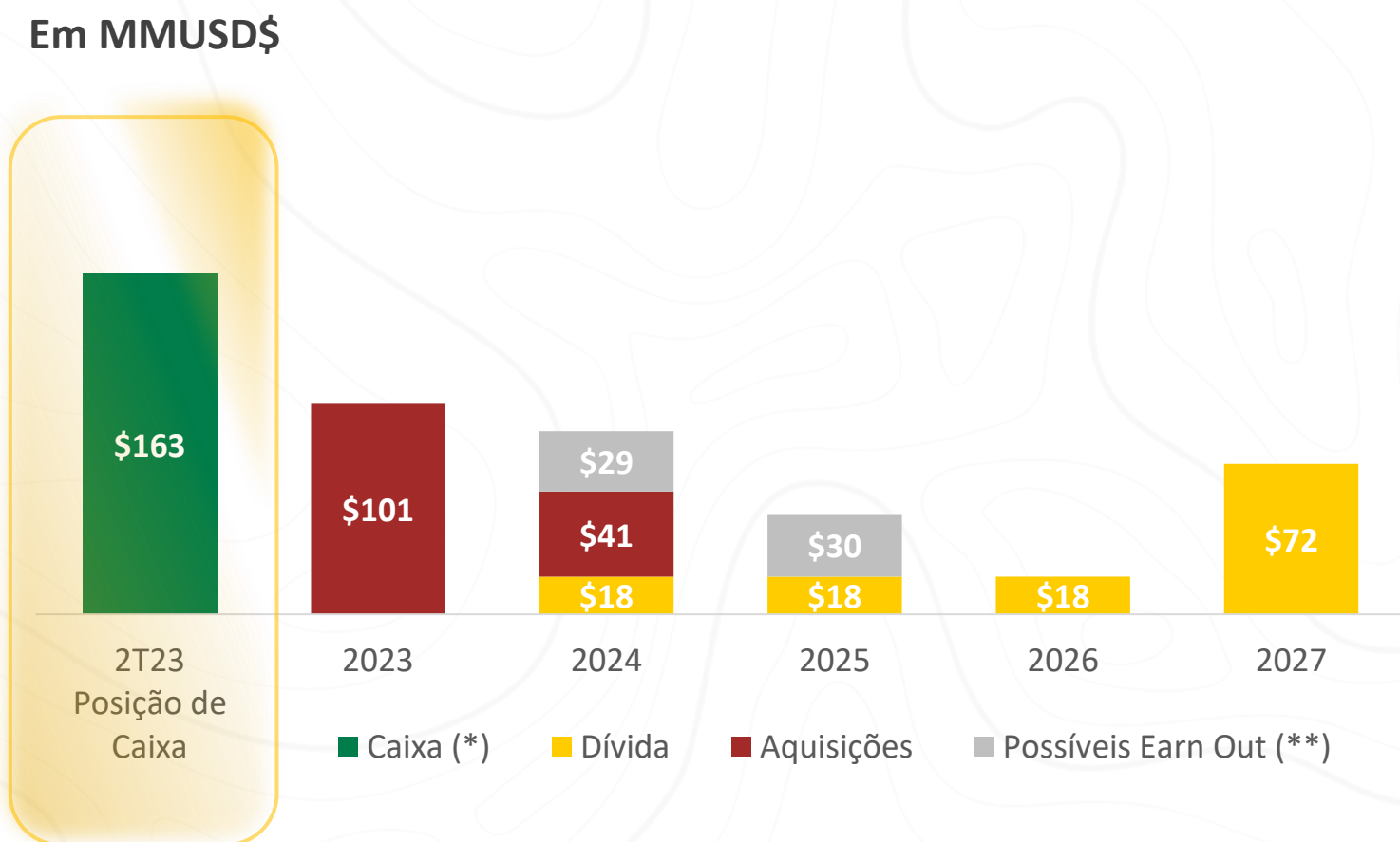
Volume médio de hedges para 2S23:

- Aproximadamente 4.890 bopd;
- Equivale a 31,4% da Produção média de Petróleo do 2T23, vs. 35,6% no 1T23.

Instrumentos de "hedge" contratos em aberto	Preço médio do exercício 30/06/2023	Quantidade 30/06/2023	Valor justo dos instrumentos de "hedge" 30/06/2023
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	51,90	453.000	(50.587)
De 3 a 6 meses	55,77	446.750	(40.135)
De 6 a 12 meses	57,45	680.750	(51.662)
De 1 a 2 anos	59,66	331.500	(19.635)
Total	56,13 *	1.912.000	(162.019)

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

Em 30 de junho, a Companhia tinha Caixa de US\$163MM, Dívida Bancária de US\$126MM e US\$201MM a pagar por aquisições



- Em julho/23 novo financiamento de **US\$60 MM** contratado;
- Segunda parcela da aquisição da Maha Energy Brasil de **~US\$55,2 MM** a pagar em agosto/23;
- Earn Outs de Maha consideram **US\$ 1,5MM in the money** em 2024, conforme tabela abaixo e curva futura do Brent.

Brent Médio	2023	2024	2025	Total
Entre \$80 e \$85	1,5	4,4	3,9	9,8
Entre \$85 e \$90	5,9	7,8	5,9	19,6
Acima de \$90	8,4	8,4	7,3	24,1

(*) Posição de Caixa do 2T23 considera Caixa e Aplicações Financeiras de curto prazo. Taxa de dólar em 30/06/2023 de R\$/US\$ 4,8192
(**) 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.

ASG

- Divulgamos o **2º Relatório de Sustentabilidade** de acordo com a metodologia *Global Reporting Initiative* (GRI), com avanços importantes em relação ao último ano:
 - Aumento de 5p.p. na representatividade de mulheres,
 - Redução de 37% da intensidade carbônica das operações considerando os escopos 1 e 2;
- Criação do **Comitê de Pessoas e ESG** em substituição ao antigo Comitê de Gestão de Pessoas, demonstrando a relevância do tema para a companhia;
- Lançamento do **Programa de Diversidade e Inclusão Juntos Somos Mais: Unidos pela Diversidade, Equidade e Inclusão**. O programa foca em três pilares: representatividade, aceleração de carreira e capacitação do time;
- Iniciamos o **Ciranda do Protagonismo**, projeto de empregabilidade com o objetivo de estimular o empreendedorismo, o trabalho e a geração de renda nas comunidades;
- Fomos premiados, durante o Bahia Oil & Gas, no **1º lugar no Programa “ABPIP Impulsiona”**.



Considerações finais



Foco no **aumento da produção** com a continuidade das atividades de perfuração e workover;



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



Busca das **reduções de ineficiências** e encargos relacionados aos contratos de *midstream*;



Aumento da conversão do EBITDA em geração de caixa livre.

Q&A

Relações com Investidores

 ri.petroreconcavo.com.br

 ri@petroreconcavo.com.br

