



1T23

Divulgação de Resultados

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.

Destques 1T23

e eventos subsequentes

Conclusão da aquisição da Maha Energy Brasil, agora SPE Tiêta, e **takeover das operações** em março;

Em abril, aprovação na AGO de R\$ 130 milhões em **dividendos**, totalizando R\$ 310 milhões de proventos referentes aos resultados de 2022;

Receita Líquida de R\$719 milhões, redução de 7% vs. 4T22, apesar da queda de 8% no Brent;

EBITDA de R\$ 335 milhões, redução de 14% vs. 4T22; **Lucro líquido** de R\$ 200 milhões;



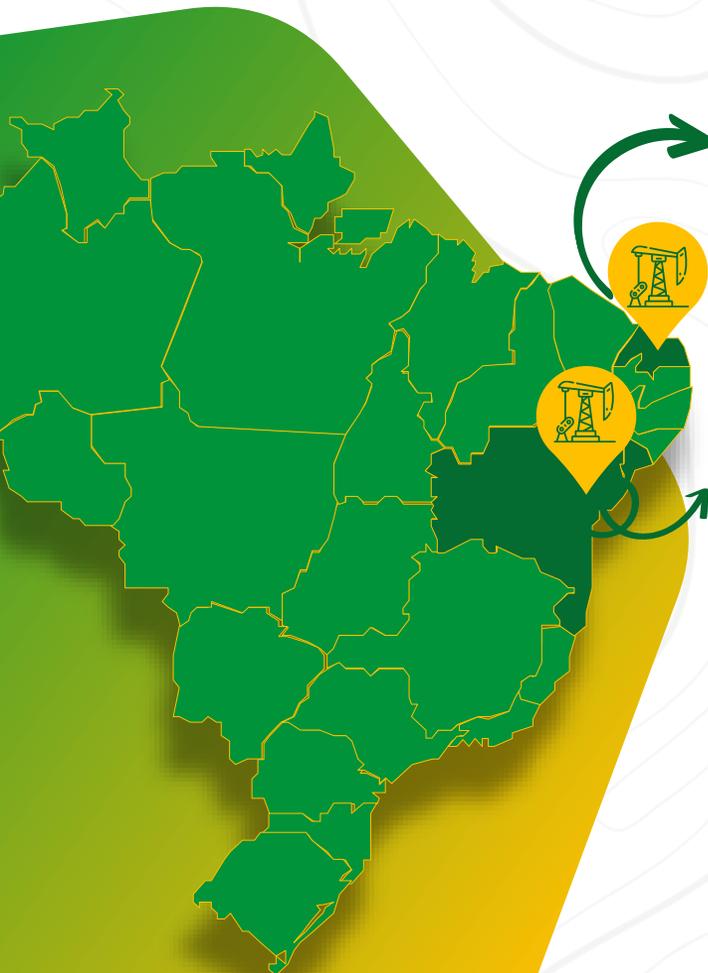
Produção média de 24,4 mil BOED, +6% vs. 4T22;

Assinatura de contrato de fornecimento de gás natural para a Sergas;

3 novas sondas de workover próprias em comissionamento e a partir de abril, **1 sonda de perfuração** terceirizada;

Passamos a integrar o **Pacto Global da ONU no Brasil**, fortalecendo os nossos pilares ESG.

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/SERGIPE

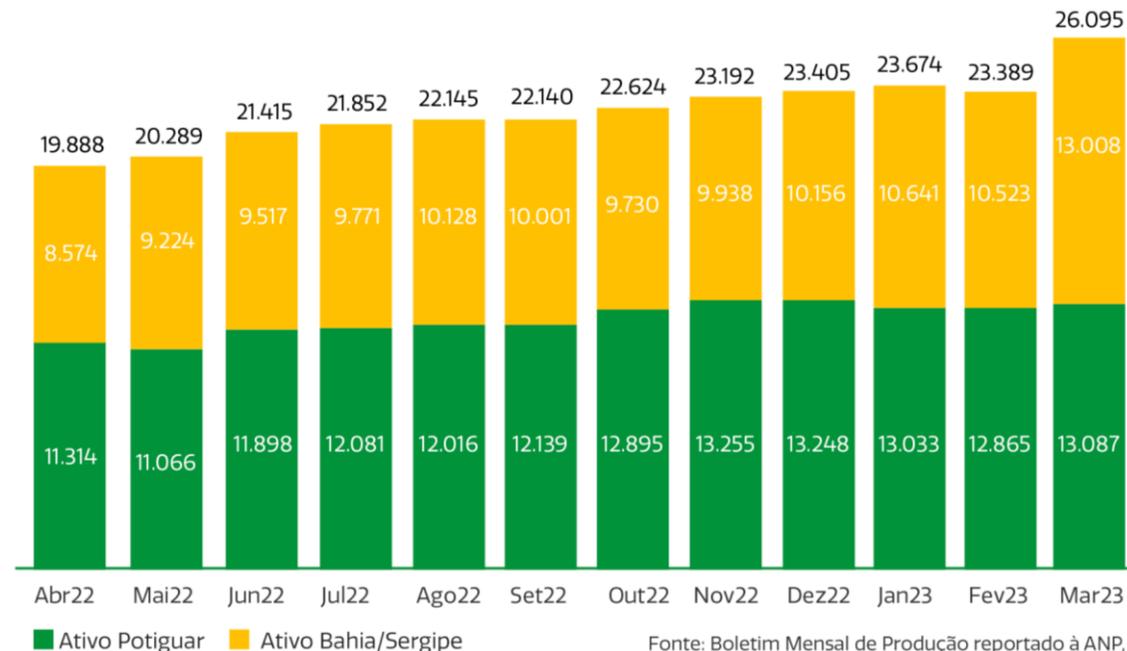
PetroRecôncavo S.A.
11 concessões operadas
Polo Remanso

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 barris de óleo



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

- Em março de 2023, registramos **recorde na produção média diária**, totalizando **26.095 boed**;
- SPE Tiêta** passa a integrar o Ativo Bahia/Sergipe, contribuindo em março com a produção de **2.182 boed**;
- Crescimento orgânico** da produção do Ativo Bahia foi 7,3% 1T23 vs 4T22, com destaque para o gás natural nos campos do Polo Miranga.

* Os campos de Juazeiro e Baixa do Juazeiro, Canabrava e Brejinho e Biriba e Rio Pipiri foram anexados, convertidos em Juazeiro, Canabrava e Biriba, respectivamente.

Ativo Potiguar



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



8 poços perfurados, 11 completados e alinhados para produção; 3 poços em backlog e 36 intervenções de *Workover*;



Sonda de perfuração em manutenção programada e movimentação para o Ativo Bahia;



Conclusão do comissionamento da sonda de perfuração terceirizada (liberada em abril de 2023)

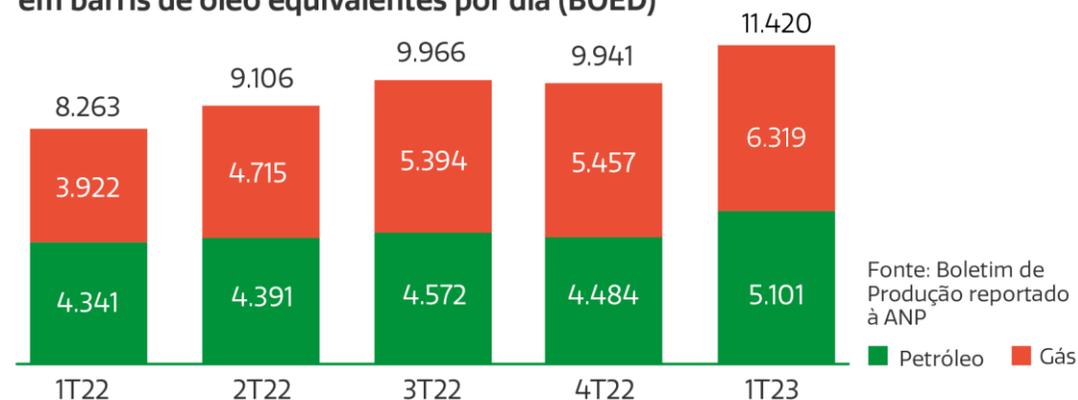


Produção do 1T23 afetada pela interrupção de transferência de gás natural por manutenção no gasoduto de terceiro no trecho de Estreito B a UPGN Guimarães.

Ativo Bahia/Sergipe



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



Takeover da operação dos campos de Tiê (100% de participação) na Bahia e Tartaruga (75% de participação) em Sergipe;



19 intervenções de *Workover*, com foco em retorno a produção e projetos de fraturamentos hidráulicos;



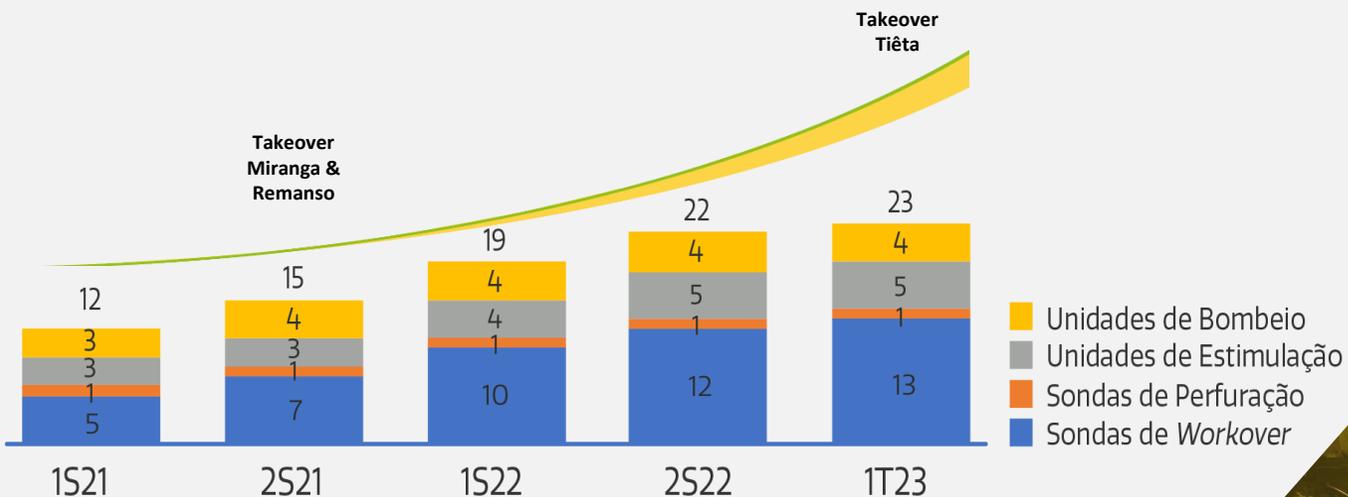
Preparação da **Sonda de Perfuração** para início no 2T23 da campanha no Ativo Bahia;



Múltiplos eventos associados a manutenção em infraestruturas de terceiros afetaram a produção no 1T23.

PetroReconcavo segue ampliando sua capacidade de execução

Evolução da Frota de Equipamentos



- Mobilização em abril de 1 **sonda de perfuração terceirizada**
- Estão em fase de mobilização:
 - 2 sonda de **perfuração próprias**;
 - 3 sondas de **workover próprias**;
 - 1 **unidade de fraturamento**.

Capex

Desenvolvimento de Reservas e reforço da estrutura para aumento da eficiência operacional

Capex 1T23 (em R\$MM)	Adições	Transferências	Subtotal	Baixas*	Total
Desenvolvimento de Novas Reservas	134	59	193	(6)	187
Almoxarifado de inversões fixas	175	(47)	128	(49)	78
Direito de produção de óleo e gás	-	-	-	-	-
Gastos exploratórios	2	-	2	(0)	2
Demais ativos fixos e intangíveis	86	(12)	75	(8)	67
Total	397	-	397	(63)	334

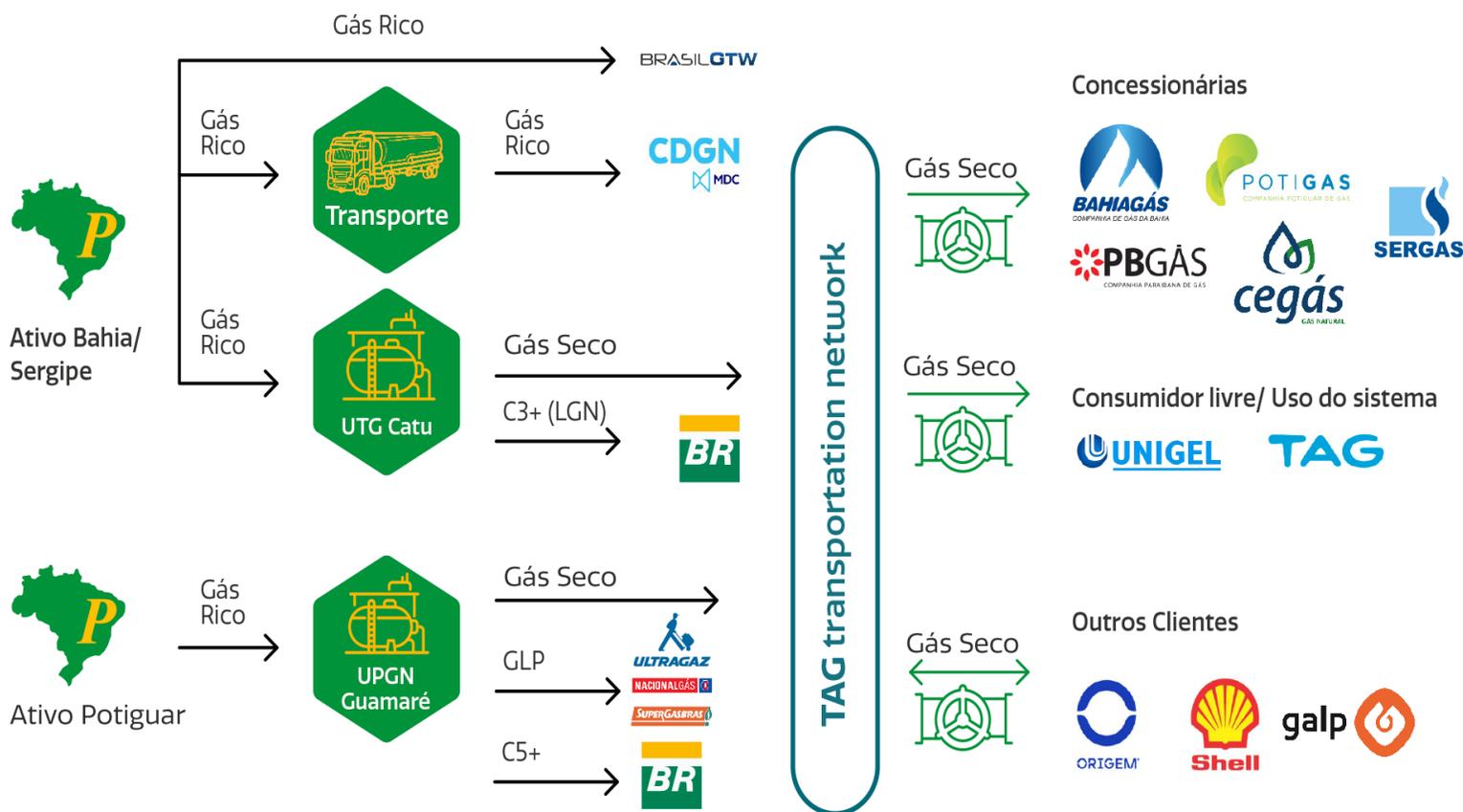
(*) As baixas dos valores reconhecidos representam, principalmente, motores, equipamentos e materiais diversos que foram utilizados em atividades de reparo e manutenção e reconhecidos no custo dos serviços prestados e dos produtos vendidos.

(**) Os totais podem não somar devido ao arredondamento.

	Ativo Bahia (R\$MM)	Ativo Potiguar (R\$MM)	Total (R\$MM)
Perfuração	4	43	47
Workovers	47	52	99
Facilidades	18	23	41
Total	70	117	187

- Pagamento da aquisição de novos equipamentos (Sondas de Perfuração, Workover e Unidade de Fraturamento) com valores remanescentes a pagar na ordem de R\$ 65 milhões;
- Otimização da Gestão de Estoque.
 - Elevação do saldo de estoque, em antecipação ao aumento da frota de equipamentos
 - Aceleração das Campanhas de Perfuração em ambos os ativos;
 - Reorganização da estrutura interna de Logística e Materiais.

Transformação na Monetização do Gás Natural e subprodutos

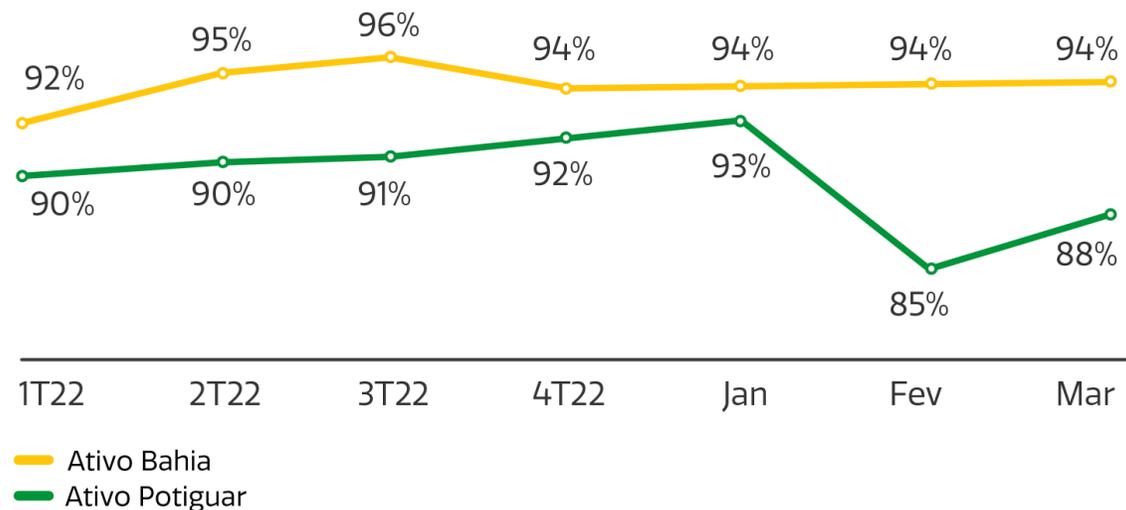


- Contratos realizado com Sergas:
 - Preços de 13,6% de Brent (2023-2024) e 12,6% Brent (2025-2032);
 - Modalidades firme, flexível e interruptível;
 - O preço comercializado é constituído pela soma do repasse do custo e da parcela da molécula
- 3,9 MMm³ de gás rico comercializado com CDGN e Brasil GTW.

Impacto por Eventos externos extraordinários

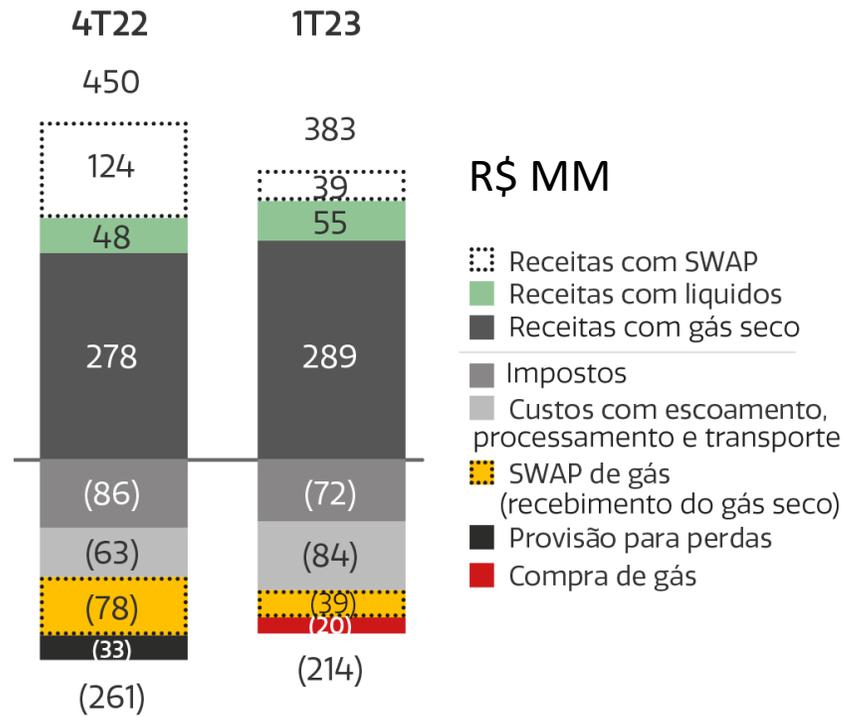


Histórico do Percentual de Aproveitamento do Gás Natural
(Disponibilizado para processamento x produzido)



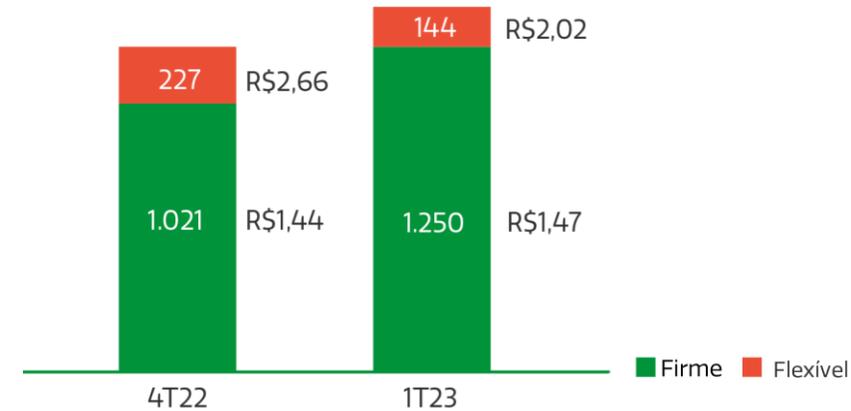
- Parada para manutenção do Parque de Compressores da UPGN Candeias;
- Manutenção corretiva realizada pelo concessionário do gasoduto de transporte na saída da UTG Catu (TAG);
- Mudanças nos parâmetros operacionais da UTG Catu após interdição do Polo Bahia Terra;
- Manutenção corretiva do gasoduto que liga a Estação Coletora Central de Upanema à UPGN Guararé.

Receitas e Custos do gás natural



- Novo contrato de processamento e escoamento com a Petrobras para Ativo Bahia, aos moldes do contrato para utilização da UPGN Guamaré;
- O custo médio de processamento e escoamento da Companhia em março foi de R\$ 11,74 / MMBTU;
- Desconsiderando os encargos adicionais por infração de limite de QDC, o custo teria sido de R\$10,74 MMBTU ;
- Aquisição de Gás Natural de Terceiros como estratégia comercial para evitar falhas de fornecimento.

Gás Natural Seco | Volume comercializado em Mm³/dia e preços médios em R\$/m³



- Aumento no volume destinado a contratos fixos;
- Redução no preço médio dos contratos de volume e preços flexíveis, por indexação ao Brent e Sazonalidade de Demanda.

Custo médio de produção por BOE de US\$12,92 no 1T23

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



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 1T23 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.

Variação de Custos e Despesas

Custos e Despesas (em milhares de R\$)					
	1T23	4T22	Δ%	1T22	Δ%
Pessoal	65.988	62.448	6%	48.037	37%
Serviços e Materiais	94.436	69.012	37%	59.955	58%
Energia Elétrica	19.133	19.852	-4%	19.048	0%
Licenciamento ambiental	4.690	3.202	46%	1.433	227%
Compra/Swap de gás	58.476	78.208	-25%	34.458	70%
Escoamento do gás	4.195	3.318	26%	2.420	73%
Processamento do gás	37.188	28.920	29%	21.672	72%
Transporte de gás	42.502	30.939	37%	30.029	42%
Perdas de crédito esperadas	-	32.749	n.m.	-	n.m.
Outros custos e despesas	8.421	5.136	64%	8.527	-1%
Total	335.030	333.784	0%	225.579	49%

Impacto na Receita Líquida

(R\$71)MM no 1T23 vs (R\$99)MM no 4T22

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



Volume médio hedge para 2023:

- Aproximadamente 3.731 bopd
- Equivale a 15,3% da Produção média de O&G do 1T23
- Equivale a 26,9% da Produção média de Petróleo no 1T23

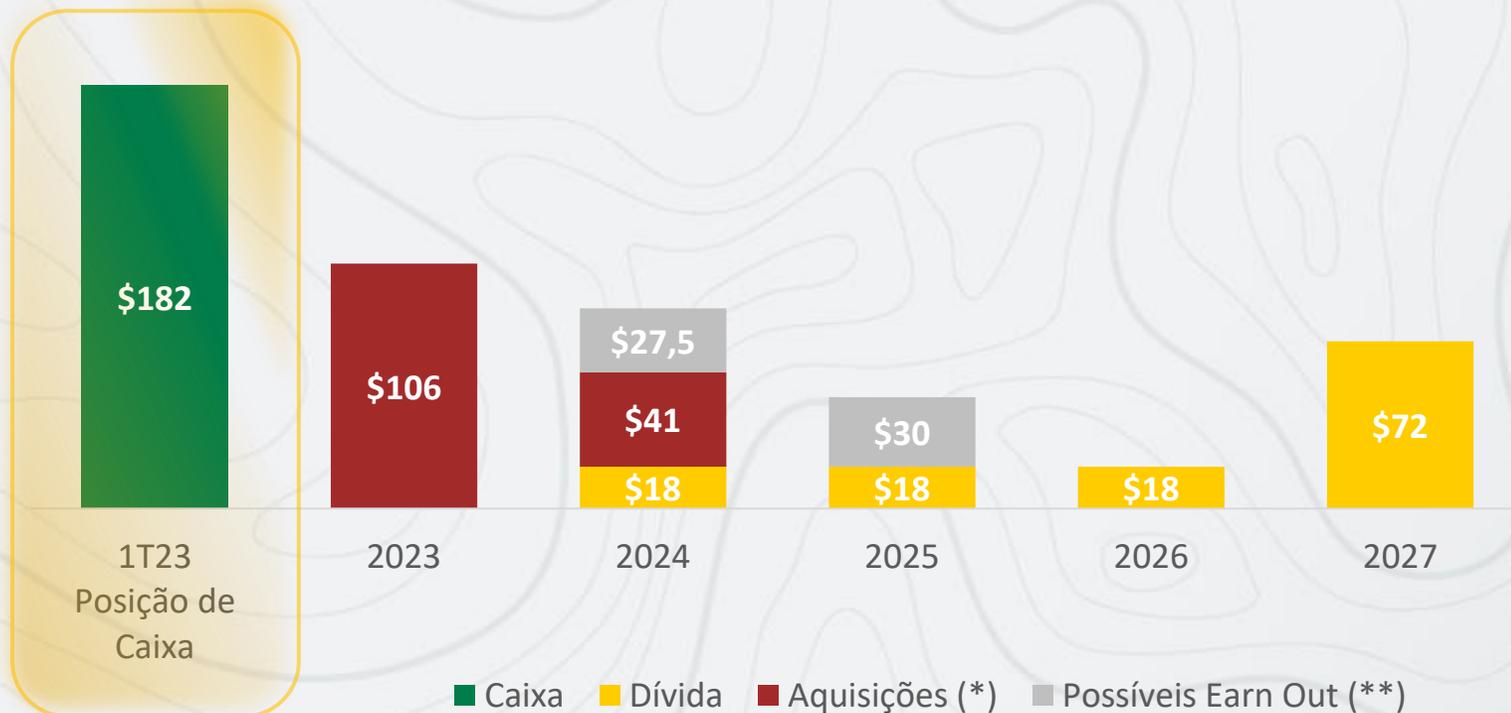
Volume Hedgeado x Preço Contratado por Trimestre (USD/Barril)



Instrumentos de <i>hedge</i> contratos em aberto	Preço médio do exercício 31/03/2023	Quantidade 31/03/2023	Valor justo dos instrumentos de <i>hedge</i> 31/03/2023
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	51,80	462.000	(65.175)
De 3 a 6 meses	51,90	453.000	(60.888)
De 6 a 12 meses	55,90	891.500	(92.735)
De 1 a 2 anos	59,85	567.500	(41.152)
Total	55,29*	2.374.000	(259.950)

* Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 31 de março de 2023

A Companhia tem Caixa de US\$182MM, Dívida Bancária de US\$126MM e US\$204MM a pagar por aquisições



- Pagamento de **US\$ 27,5 MM** em *earn outs* de Miranga;
- Aquisição Maha Energy Brasil:
 - Pagamento da primeira parcela de **US\$ 95,8 MM**
 - Segunda parcela de **US\$55,2 MM** a pagar até agosto/23.

(*) Posição de Caixa do 1T23 considera taxa de dólar de 31/03/2023 (R\$/US\$ 5,0804)

(**) Pagamentos contingentes, atrelados a aquisição do Polo Miranga em diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Brent) acima de US\$ 65

ASG

- **Concluimos o inventário de emissões de gases de efeito estufa** para o ano de 2022, seguindo a metodologia do GHG Protocol, registramos indicador de intensidade de emissão de 20,01 (tCO₂e / kboe);
- Avançamos na elaboração do segundo **Relatório de Sustentabilidade**, de acordo com a metodologia Global Reporting Initiative (GRI), será divulgado até o final do 2T23;
- Continuamos com a implementação do **Programa de Diversidade, Equidade e Inclusão**, estabelecendo temas prioritários e formalizando a estrutura de governança, visando a execução da estratégia;
- Iniciamos a nova fase do **Programa Viva Sabiá** em parceria com a AVSI Brasil e Fundação Banco do Brasil, atendendo a 05 comunidades com 450 beneficiários diretos
- Passamos a integrar o **Pacto Global da ONU no Brasil**, fortalecendo nosso compromisso com o desenvolvimento econômico, social e ambiental



Pacto Global
Rede Brasil



Considerações finais



Foco no **aumento da produção** com redução de perdas operacionais e início da campanha de perfuração no Ativo Bahia;



Aumento da eficiência operacional e **redução de custo** com destaque para a completa integração da SPE Tiêta e desinterdição do Polo Bahia Terra da Petrobras;



Busca das **reduções de ineficiências** e encargos relacionados aos contratos de **midstream** e **remuneração da molécula** de gás natural;



Aumento da conversão do EBITDA em geração de caixa livre.