



4T22 & 2022 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 4T22 & 2022 e eventos subsequentes

Receita Líquida de R\$ 777 milhões (4T22) e R\$ 2,98 bilhões (2022), +186% vs. 2021;

EBITDA de R\$ 391 milhões (4T22) e R\$ 1,6 bilhão (2022), +201% vs. 2021 ;

EBITDA ajustado pelo hedge de R\$ 490 milhões (4T22) e R\$ 2,05 bilhões (2022);

Lucro líquido de R\$ 409 milhões (4T22) e R\$ 1,15 bilhão (2022), +552% vs. 2021;

Proposta de **Dividendos adicionais** de R\$ 130 milhões a ser aprovado em AGO;

Produção média de 23 mil BOED (4T22), +5% vs. 3T22 e 21,3 mil BOED (2022), +72% vs. 2021;

38 poços perfurados e 263 projetos de workover e completções realizados no ano;

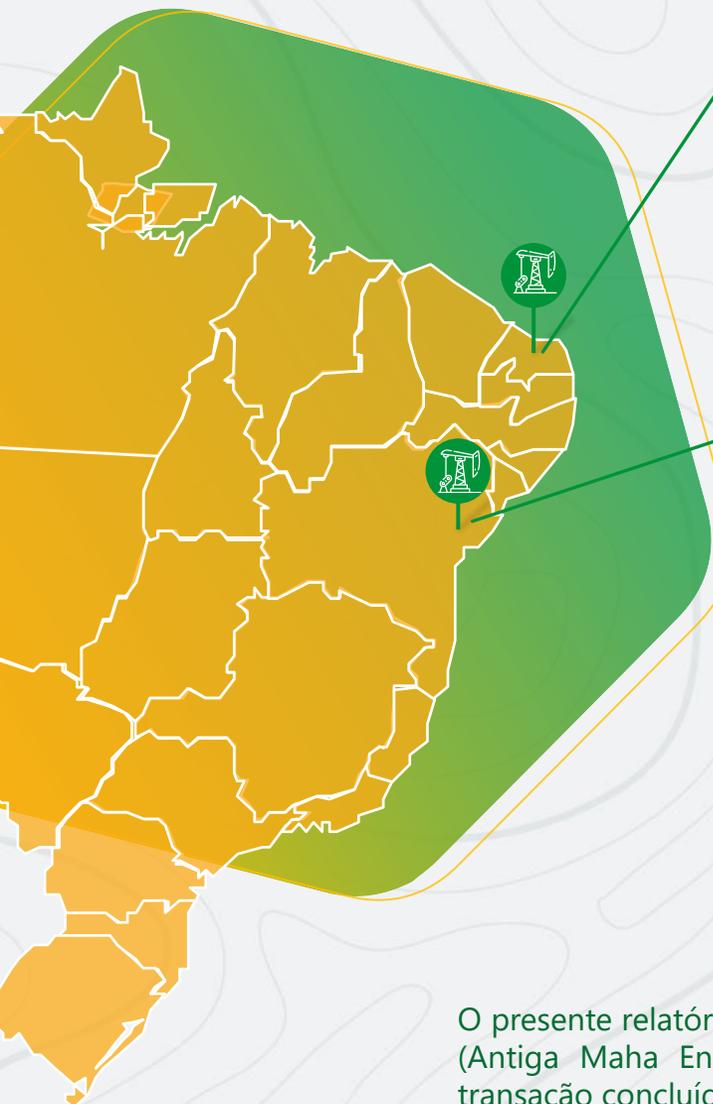
Evolução da área de comercialização, novos contratos e **aumento significativo** do preço de realização;

Certificação de Reservas (Dez'22), totaliza 170,8 MMBOE de Reservas 2P, taxa de reposição de reservas de 3,0;

Como evento subsequente, aquisição de **Maha Energy Brasil** foi concluída em fevereiro de 2023.



Desempenho Operacional



ATIVO POTIGUAR

Potiguar E&P S.A.

32 campos operados
1 campo operado por parceiro
(PRSA work interest)
1 bloco exploratório

Polo Riacho da Forquilha

ATIVO BAHIA

PetroRecôncavo S.A.

12 campos operados
Polo Remanso

Recôncavo E&P S.A.

5 campos operados
Polo BTREC

Remanso
+ BTREC

SPE Miranga S.A.

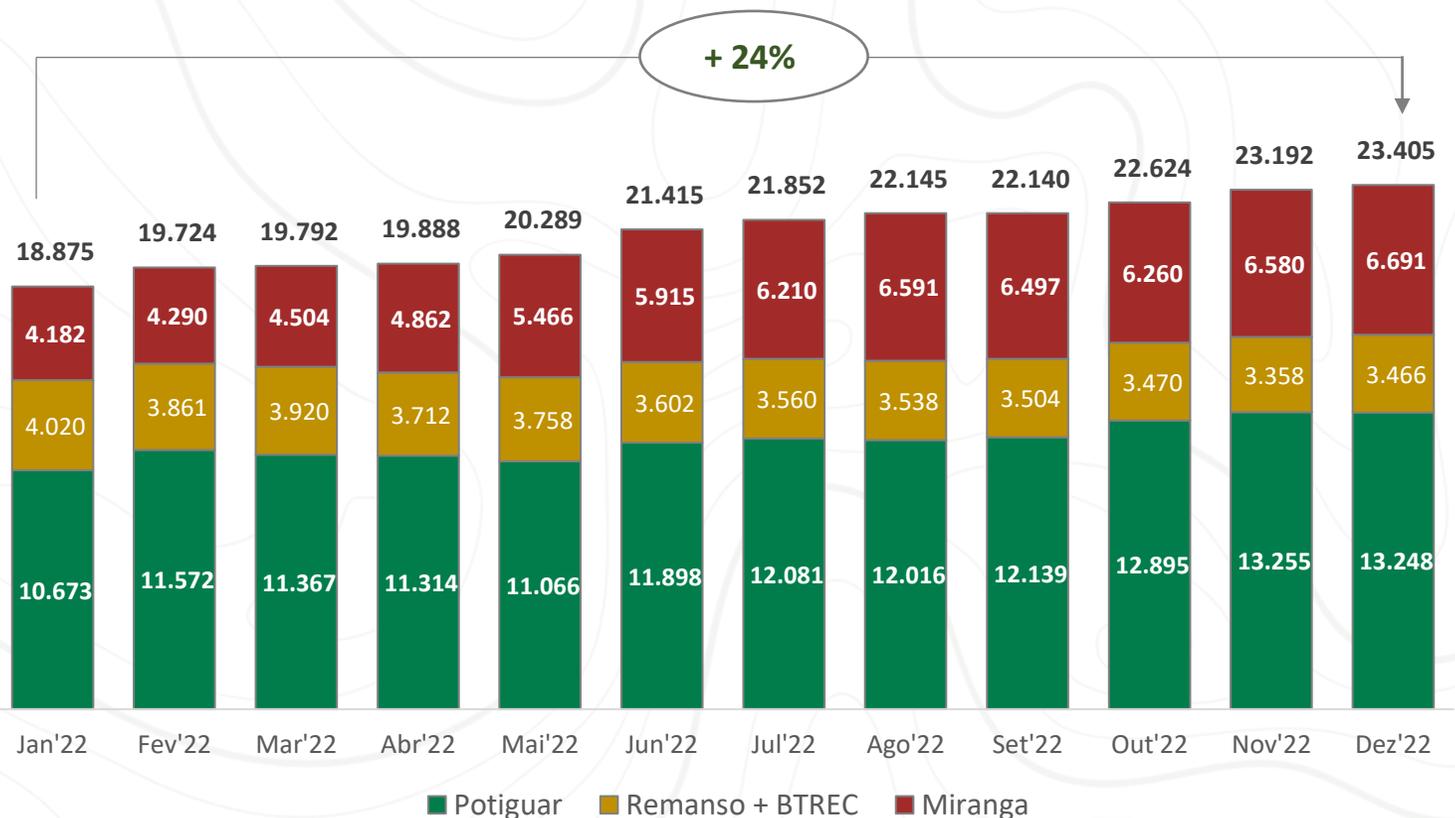
9 campos operados
Polo Miranga



Produção Média Bruta WI	Em Barris de Óleo Equivalente por dia - BOED		
	2022	2021	Δ%
ATIVO BAHIA	9.326	3.965	135%
ATIVO POTIGUAR	11.961	8.426	42%
PRODUÇÃO MÉDIA BRUTA	21.287	12.391	72%

O presente relatório não inclui os campos de Tiê e Tartaruga da SPE TIETA Ltda. (Antiga Maha Energy Brasil Ltda.), adquirida pela Petroreconcavo S.A. em transação concluída na data de 28 de fevereiro de 2023.

Produção por Polo

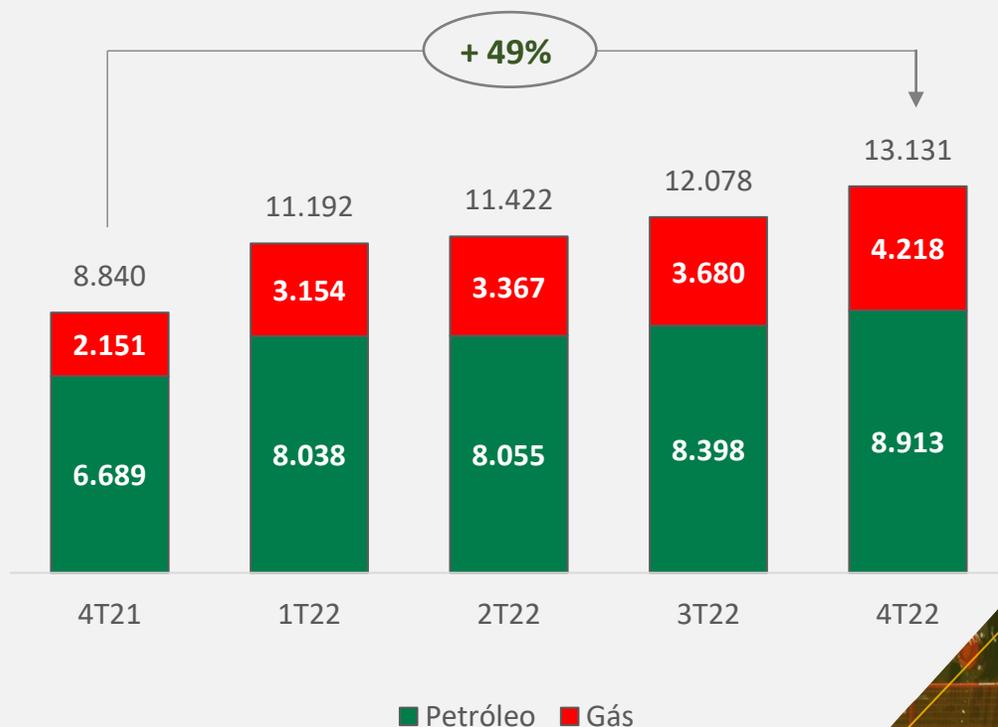


- Produção média acumulada em 2022 superou em 4% a produção média esperada na certificação de reservas 2P para o ano de 2022;
- Foco do programa de investimentos no Ativo Potiguar e Polo Miranga
- Dados serão consolidados por Ativo a partir de 2023

Ativo Potiguar

9% de Produção Incremental no 4T22 vs 3T22

Produção média (working interest) em barris de óleo equivalentes por dia (BOED)



Média de **4,7 sondas de workover** disponíveis em 2022



140 intervenções de Workover e completções iniciais, com foco em projetos de fraturamentos hidráulicos convencionais e completção de poços recém perfurados



38 poços perfurados no ano e 32 completados e alinhados para produção

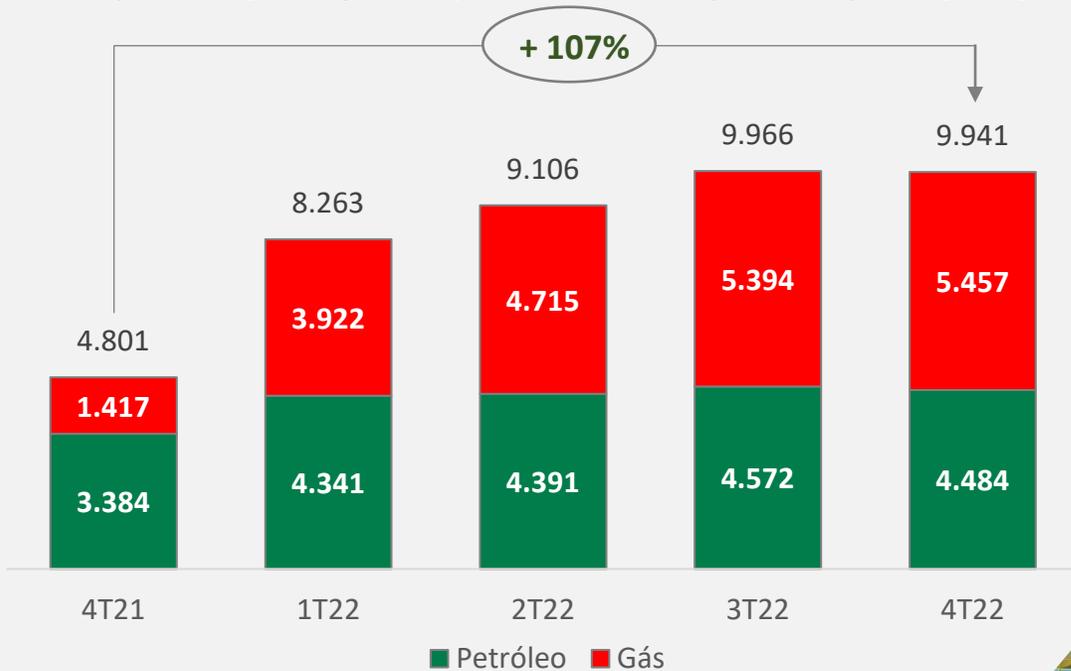


Projetos de Facilidades para incremento da **capacidade de processamento e escoamento** da produção

Ativo Bahia

Produção do 4T22 em linha com 3T22

Produção média (working interest) em barris de óleo equivalentes por dia (BOED)



A partir de 7 de dezembro de 2021 inclui o Polo Miranga.



Média de **3,8 sondas de workover** disponíveis em 2022



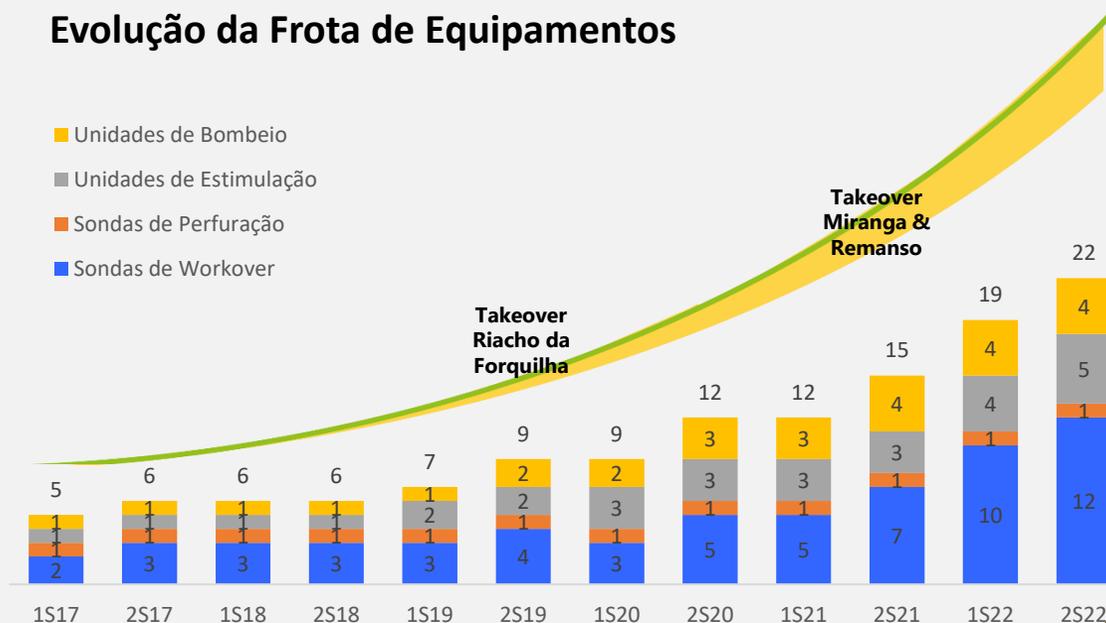
123 intervenções de Workover, com foco em projetos de retorno à produção



Incremento na produção de **gás natural**, alinhado à melhora nas condições de comercialização

PetroReconcavo provou ser capaz de aumentar suas capacidades de execução, a fim de desenvolver novos ativos

Evolução da Frota de Equipamentos



Ao longo de 2022, realizamos R\$ 122MM de investimentos de internalização e ampliação da frota.

Estão em fase de mobilização:

- 2 novas sondas de **perfuração próprias**
- 1 sonda de **perfuração terceirizada**
- 4 sondas de **workover próprias**
- 1 Unidade de **Faturamento**

Capex

Desenvolvimento de Reservas e reforço da estrutura para investimentos futuros

Capex 2022 (em R\$MM)	Adições	Transferências	Subtotal	Baixas	Total
Investimentos para incremento da produção e perfuração de poços	483	163	646	0	646
Almojarifado de inversões fixas	529	(157)	372	-137	235
Direito de produção de óleo e gás	30	-	30	-5	25
Gastos exploratórios	4	-	4	0	4
Demais ativos fixos e intangíveis	181	(6)	176	-1	175
Total	1.228	-	1.228	-143	1.085

(*) 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.

- Capex equivalente a 70% da geração de caixa operacional de 2022
- Investimentos para incremento da produção e perfuração de poços consumiu 60% do Capex
- 22% para adições ao almojarifado (estoques) na:
 - Formação do estoque inicial em Miranga
 - Preparação para *ramp up* das atividades de investimentos
- Demais gastos respondem por 18%
 - 11% para aquisição de novos equipamentos (principalmente sondas)

Capex

Aplicado no desenvolvimento de reservas

	Ativo Bahia (R\$MM)	Ativo Potiguar (R\$MM)	Total (R\$MM)
Perfuração	0	141	141
Workovers	222	154	376
Facilidades	67	63	130
Total	290	356	646

Capex 2P NSAI (31.12.2021)	265	319	584*
-----------------------------------	------------	------------	-------------

Variação %	9,1%	11,6%	10,7%
-------------------	-------------	--------------	--------------

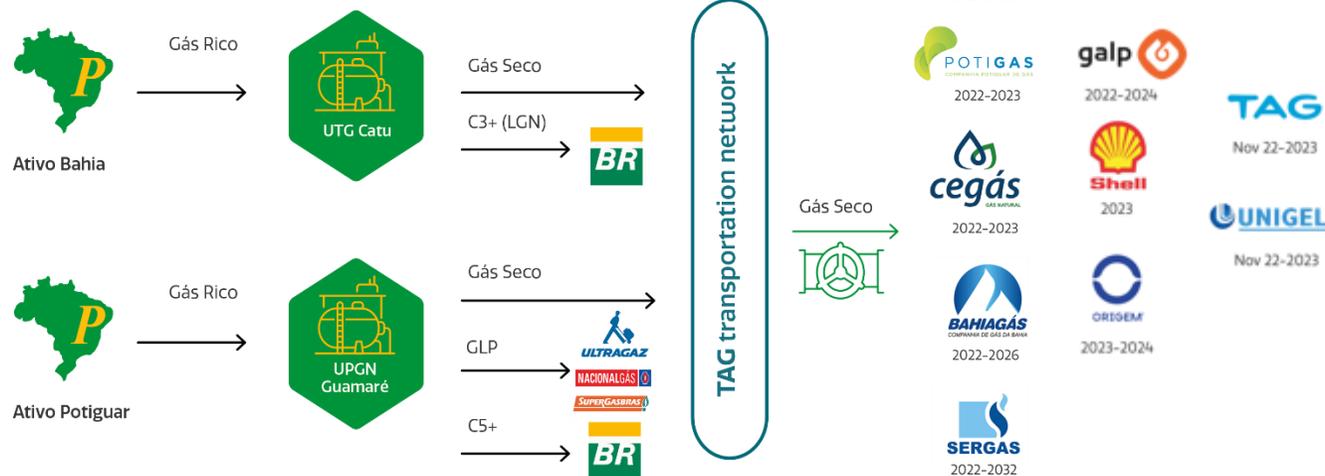
(*) Considera cambio de R\$ 5,50 utilizado no relatório de certificação de reservas elaborado pela NSAI com data base em 31 de dezembro de 2021.

(**) Considera investimento para incremento da produção e perfuração de poços, conforme movimentações do mapa do imobilizado dividido por volume produzido em 2022 somado a variação no volume de reservas provados, desenvolvidos produzindo (PDP), conforme relatórios de reservas elaborados pela Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI com datas base de 31 de dezembro de 2022 e 31 de dezembro de 2021, divididos ao dólar médio do ano de 2022 de R\$ 5,16.

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

- 10,7% acima do estimado na Certificação de Reservas 2P de Dez/2021 para o ano de 2022 por pressões inflacionárias, sobretudo em materiais e serviços especializados.
- Eficiência de Capital de US\$ 6,12 por barril incremental (gross working interest)**

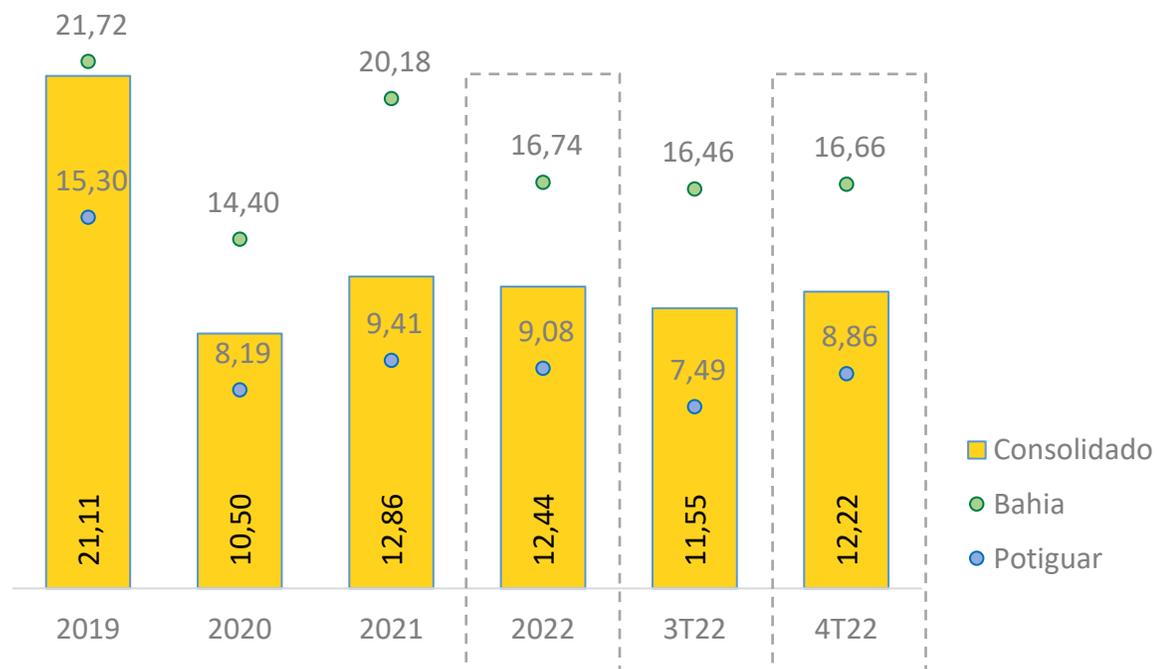
Transformação na Monetização do Gás Natural e subprodutos



- Contratos de longo prazo com Sergas a preços de 13,6% de Brent (2023-2024) e 12,6% Brent (2025-2032).
- Contrato com Shell e Origem para compra e venda de gás natural
- Contrato com Supergasbras para venda de GLP
- Entrada do contrato definitivo de escoamento e processamento junto a UTG Catu a partir de 01.03.23

Custo médio de produção por BOE de US\$12,22 no 4T22 e US\$12,44 em 2022 em 2022

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)

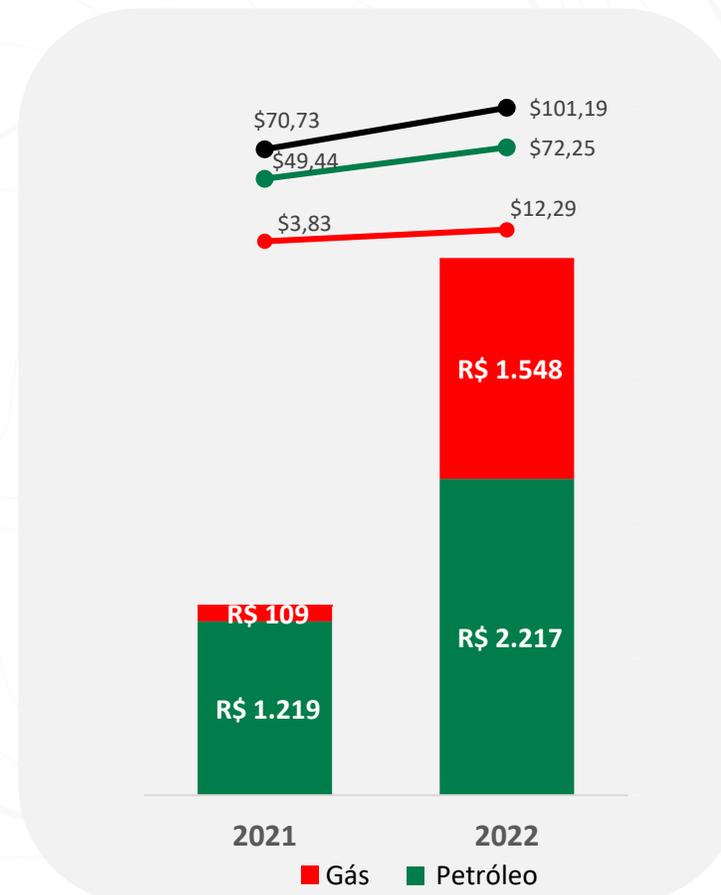
- Aumento 4T22 vs 3T22 em razão de Custos com reparo de poços (well service) e transporte de fluido;
- Na comparação anual acumulada, apesar da pressão inflacionária, houve redução no *lifting cost* por conta do aumento da produção e efeito de diluição dos custos.

Custos e Despesas

Representam 37% da receita líquida em 2022 vs 38% em 2021

Custos e Despesas (em milhares de R\$)								
	4T22	3T22	Δ%	4T21	Δ%	2022	2021	Δ%
Pessoal	62.448	62.667	0%	42.273	48%	228.024	128.268	78%
Serviços, Consultorias, Aluguéis e Materiais	69.012	60.543	14%	44.229	56%	254.625	161.832	57%
Energia Elétrica	19.852	19.014	4%	17.796	12%	73.877	56.868	30%
Licenciamento ambiental	3.202	3.510	-9%	2.672	20%	13.398	13.207	1%
Escoamento, processamento e transporte do gás	141.385	124.929	13%	-	n.m.	445.912	-	n.m.
Perdas de crédito esperadas	32.749	37.962	-14%	-	n.m.	70.711	-	n.m.
Outros custos e despesas	5.136	11.293	-55%	9.602	-47%	39.096	41.643	-6%
Total	333.784	319.918	4%	116.572	186%	1.125.643	401.818	180%

Novos contratos para venda de gás natural e subprodutos constituem proteção às oscilações no preço do petróleo



- Preço Médio do Petróleo tipo Brent (\$/bbl)
- Preço Médio de Realização do Petróleo (\$/bbl)
- Preço Médio de Realização do Gás Natural e subprodutos (\$/MMBTU)
- Receita Bruta com Petróleo incluindo Hedge (R\$ MM)
- Gás ■ Petróleo
- Receita Bruta com Gás Natural e subprodutos (R\$ MM)

(1) A receita bruta de petróleo da companhia, inclui o efeito dos instrumentos derivativos liquidados no período.

(2) O preço médio do petróleo tipo Brent corresponde a média do período;

(3) O preço médio de realização do petróleo é a divisão da Receita Líquida incluindo efeito de Hedge, pelo volume produzido pela Companhia e reportados à ANP e podem divergir dos volumes comercializados no período;

(4) O preço médio de realização do gás natural e subprodutos é a divisão da receita líquida destes, pelo volume de gás rico disponibilizado, que corresponde à Produção medida na entrada das plantas de processamento, convertido em energia (MMbtu);

(5) Em 2021, a receita bruta do petróleo era impactada também pelo contrato de produção com cláusula de risco (CPCR);

(6) As taxas de câmbio utilizadas correspondem a média para cada período.

Demonstrativos Financeiros – DRE Resumida

DRE Consolidada (em milhares de R\$)								
	4T22	3T22	Δ%	4T21	Δ%	2022	2021	Δ%
Receita líquida*	776.606	804.848	-4%	285.362	172%	2.975.939	1.040.604	186%
Custos e despesas	(333.784)	(319.918)	4%	(116.572)	186%	(1.125.643)	(401.818)	180%
<i>Royalties</i>	(51.445)	(61.497)	-16%	(31.568)	63%	(240.876)	(103.980)	132%
EBITDA	391.377	423.433	-8%	137.221	185%	1.609.420	534.806	201%
Depreciação, amortização e depleção	(83.600)	(112.580)	-26%	(43.107)	94%	(351.220)	(250.200)	40%
Lucro Operacional	307.777	310.853	-1%	94.115	227%	1.258.200	284.606	342%
Resultado financeiro líquido	52.886	(45.488)	n.m.	1.266	4.077%	66.400	(50.989)	n.m.
Impostos correntes	47.403	(81.140)	n.m.	(12.835)	n.m.	(129.246)	(46.653)	177%
Impostos diferidos	573	27.658	-98%	(10.249)	n.m.	(41.963)	(10.065)	317%
Resultado líquido	408.639	211.883	93%	72.297	465%	1.153.391	176.899	552%

(*) Receita Líquida, incluindo o efeito do hedge.

Impacto do Hedge na Receita Líquida

(R\$99)MM no 4T22 vs (R\$127)MM no 3T22

Instrumentos de <i>hedge</i> contratos em aberto	Preço médio do exercício	Quantidade	Valor justo dos instrumentos de <i>hedge</i>
	31/12/2022	31/12/2022	31/12/2022
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	51,17	434.350	(77.998)
De 3 a 6 meses	51,80	462.000	(77.796)
De 6 a 12 meses	53,82	899.750	(129.389)
De 1 a 2 anos	58,18	1.012.250	(102.409)
Total	54,65*	2.808.350	(387.592)

* Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 31 de dezembro de 2022

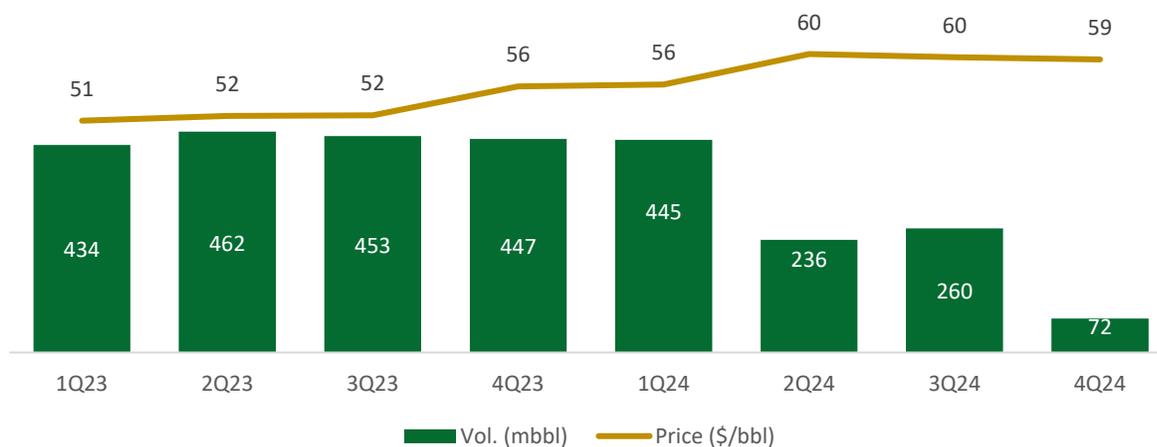
- No trimestre, foram liquidados contratos de hedge com um volume de 519 mil barris de petróleo, a um preço médio de US\$53,77/bbl.
- Em 2022, a Companhia assinou contrato de financiamento sindicalizado com o objetivo de pré-pagamento da dívida contratada para aquisição do Polo Riacho da Forquilha, simplificando *covenants* e garantias, eliminando a obrigação de contratação de hedges adicionais.

Hedges de Petróleo

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



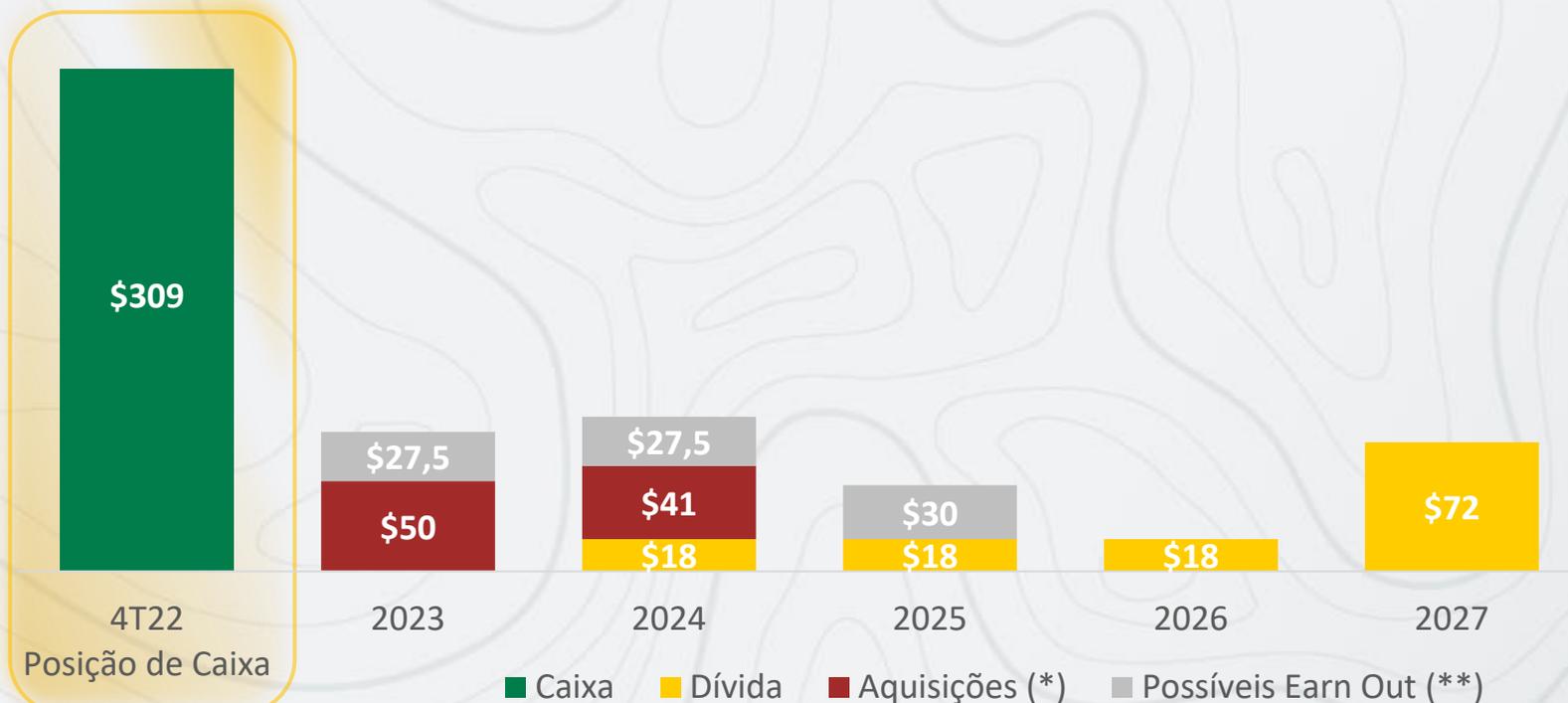
Volume Hedgeado x Preço Contratado por Trimestre (USD/Barril)



Volume médio hedge para 2023:

- Aproximadamente 4.921 bopd
- Equivale a 21,3% da Produção média de O&G do 4T22
- Equivale a 36,7% da Produção média de Petróleo no 4T22

Caixa em 31-12-2022 de US\$309MM, Dívida Bancária de US\$126MM e US\$176MM a pagar por aquisições



Contrato de financiamento sindicalizado com:

- **Simplificação** dos *covenants* e garantias;
- **Flexibilização** dos compromissos de hedge;
- **Redução** dos custos da dívida;
- **Alongamento** do prazo de vencimento e amortizações.

(*) Não inclui a aquisição dos campos de Tiê e Tartaruga da SPE TIETA Ltda. (Antiga Maha Energy Brasil Ltda.), adquirida pela Petroreconcavo S.A. em transação concluída na data de 28 de fevereiro de 2023 com pagamento de da primeira parcela no valor de US\$ 95.883.122,00 e segunda parcela de US\$55.200.000,00 a pagar num prazo de até 6 meses.

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

(***) Posição de Caixa do 4T22 considera taxa de dólar de 30/12/2022 (R\$/US\$ 5,2177)

ASG

- **Parceria com ICMBio** para plantio de 18.572 mudas nativas;
- Ampliação dos **Projetos Ciranda Viva Recôncavo e Viva Sabiá**, este último em parceria com a **Fundação Banco do Brasil**. Firmamos novas parcerias com o **ISDM – Instituto de Desenvolvimento Social pela Música**;
- Em parceria com o SENAI, desenvolvemos o **Curso Profissionais de Sonda**, formando **180** pessoas com 42 dessas contratadas até o fim de 2022;
- Divulgação do primeiro **Relatório de Sustentabilidade**, de acordo com a metodologia **Global Reporting Initiative (GRI)**;
- Assinatura do **Pacto Empresarial pela Integridade e Contra a Corrupção** (Instituto ETHOS), obtenção do selo **Empresa Limpa**.



Track record de 23 anos

Adaptabilidade à mudanças
Preservação da geração de caixa
mesmo em momentos adversos

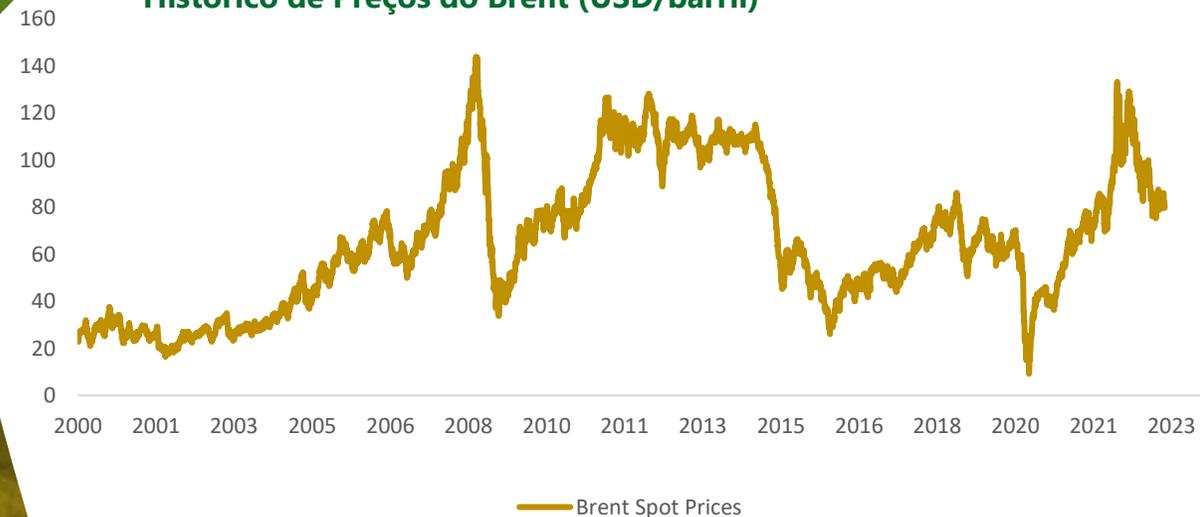
Visão

Ser a mais segura, eficiente e lucrativa operadora independente de Óleo e Gás e liderar a transformação da indústria onshore no Brasil.

Valores

Resiliência
Entusiasmo
Empreendedorismo
Austeridade
Respeito e confiança nas pessoas
Integridade
Segurança

Histórico de Preços do Brent (USD/barril)



Perspectivas Futuras



Geração de Valor



Foco na eficiência da execução

Continuaremos a transformar **recursos em valor** e sonhos em realidade

Brent Preços Futuros (USD/barril)

