



Divulgação de Resultados 1T22

RECV

B3 LISTED NM

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 1T22



Em janeiro de 2022, início do fornecimento de gás natural e seus líquidos a 4 distribuidores, diversificando sua base de clientes;

Como eventos subsequentes, a Companhia obteve a prorrogação do contrato de concessão do Campo Pajeú até 2035 e redução da alíquota de royalties para produção incremental; e

Em consórcio com a Eneva, foi convidada para iniciar uma fase de negociação exclusiva do Polo Bahia Terra com a Petrobras.

Receita Líquida de R\$703,5 milhões, crescimento de 186% vs. 1T21 e 146% vs. 4T21;

EBITDA de R\$414,7 milhões, equivalente a 77,5% do acumulado em todo o ano de 2021;

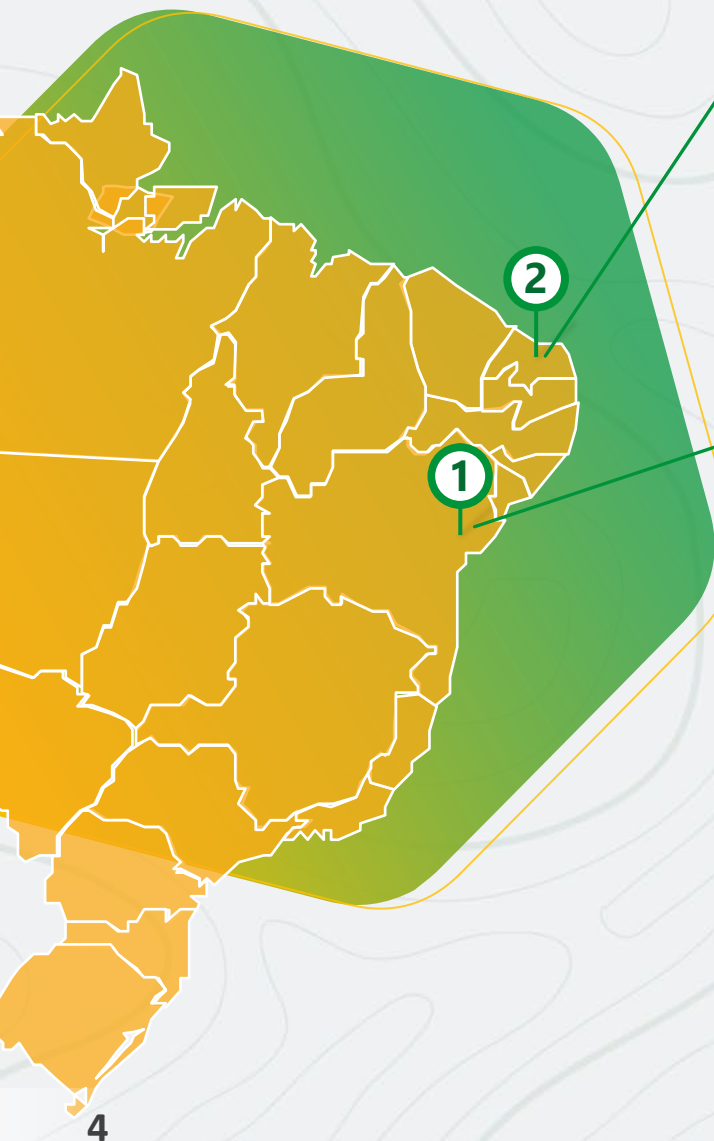
EBITDA ajustado (excluindo efeito do hedge) com crescimento de 290% vs. 1T21 e de 141% vs. 4T21;

Lucro líquido de R\$401,8 milhões, crescimento de 456% vs. 4T21;

Aumento na produção total (boed) de 68% vs. 1T21 e 43% vs. 4T21;

Redução de 19,3% da dívida líquida, quando comparado ao 4T21.

Desempenho Operacional



ATIVO POTIGUAR

Potiguar E&P S.A.

32 concessões operadas
1 concessão operada por parceiro*
1 bloco exploratório

Polo Riacho da Forquilha

ATIVO BAHIA

PetroRecôncavo S.A.

12 concessões operadas
Polo Remanso

Recôncavo E&P S.A.

5 concessões operadas
Polo BTREC

Remanso
+ BTREC

SPE Miranga S.A.

9 concessões operadas
Polo Miranga



Produção Média
Bruta WI

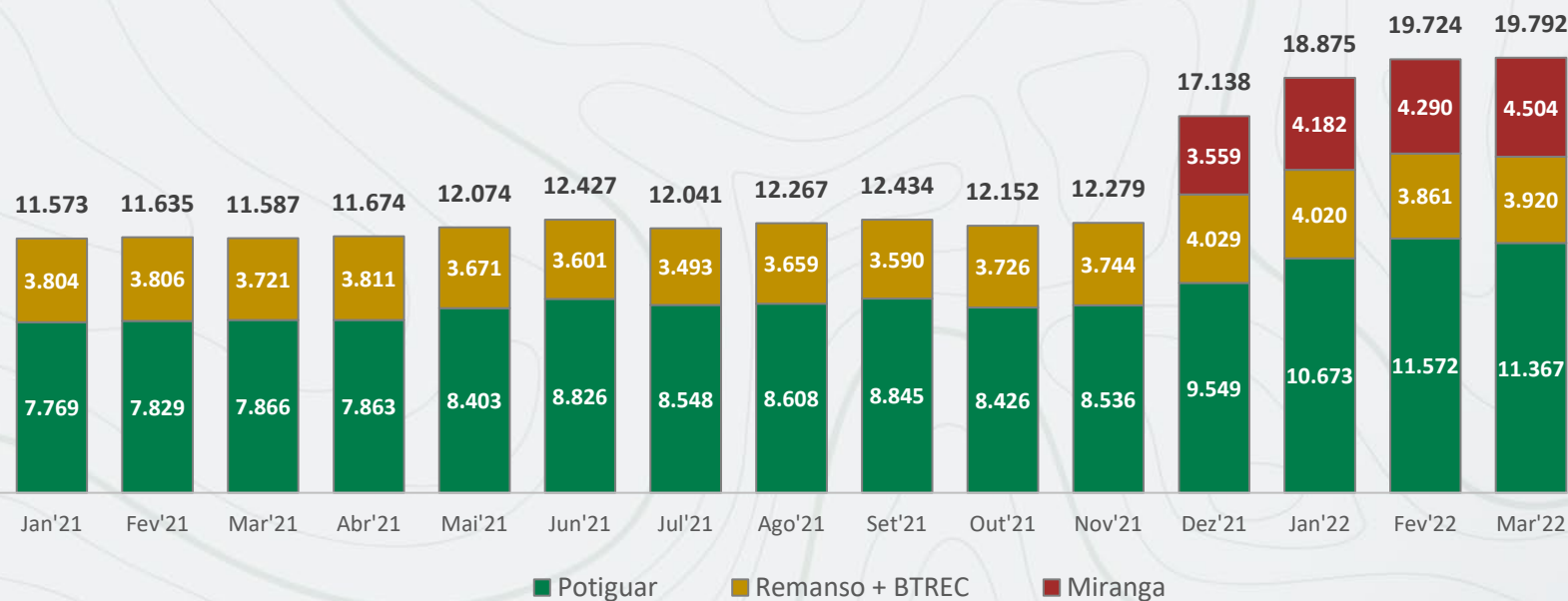
Em Barris de Óleo
Equivalente por dia - BOED

	1T22	4T21	Δ%
ATIVO BAHIA	8.263	4.801	72%
ATIVO POTIGUAR	11.192	8.840	27%
PRODUÇÃO MÉDIA BRUTA	19.455	13.641	43%

* Os campos de Cardeal e Colibri operados pela Mandacaru Energia (antiga Partex) foram anexados, tendo sido mantido o contrato da concessão Cardeal.

Produção Mensal por Polo

Produção Mensal por Polo | Produção média *working interest* em barris de óleo equivalentes por dia (boed)

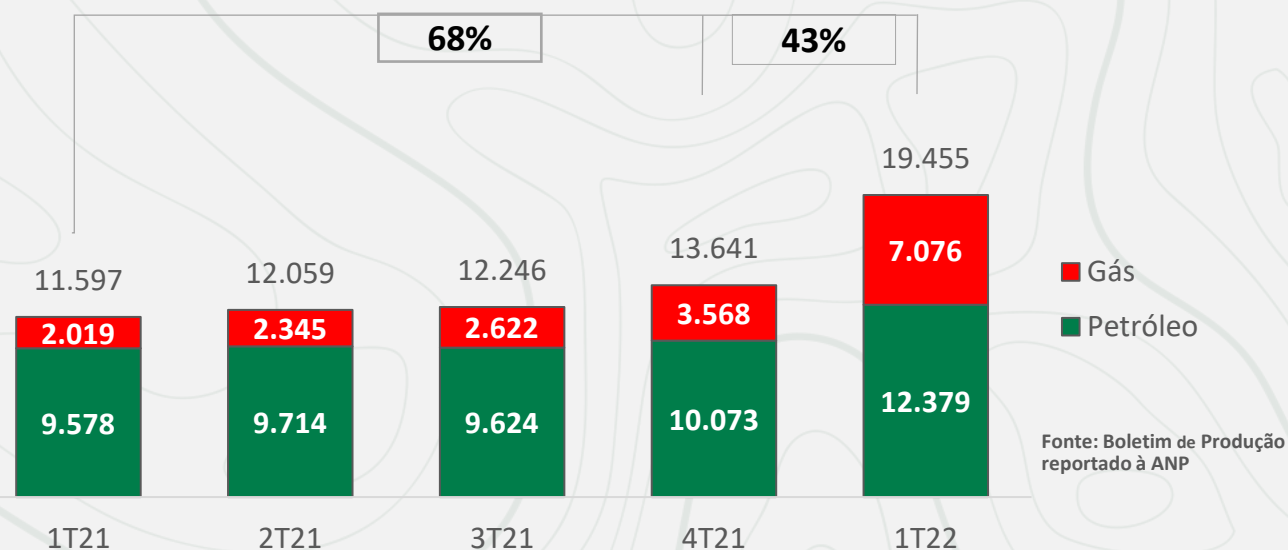


Fonte: : Boletim Mensal de Produção reportado à ANP



- Primeiro trimestre completo de operação no Polo Miranga, com um crescimento de 27% na produção (Mar'22 vs. Dez'21)
- Produção no trimestre atingiu 98% da produção média esperada para o ano de 2022 na certificação de reservas
- Seguimos com investimentos com objetivo de incrementar a produção

Tendência contínua de alta da Produção, com média de 19.455 BOED no 1T22



- ✓ Retomada dos investimentos, após redução das atividades por impacto da pandemia e recuperação do Brent;
- ✓ Crescimento da participação do Gás Natural no mix de produtos, indo de 26% no 4T21 para 36% no 1T22.



Ativo Potiguar

27% de Produção Incremental no 1T22 vs 4T21



Entrada da quinta sonda de produção terrestre no Ativo durante o 1T22



Continuação das intervenções de **Workovers**, com foco em projetos de fraturamentos hidráulicos convencionais e **completação** de poços recém perfurados



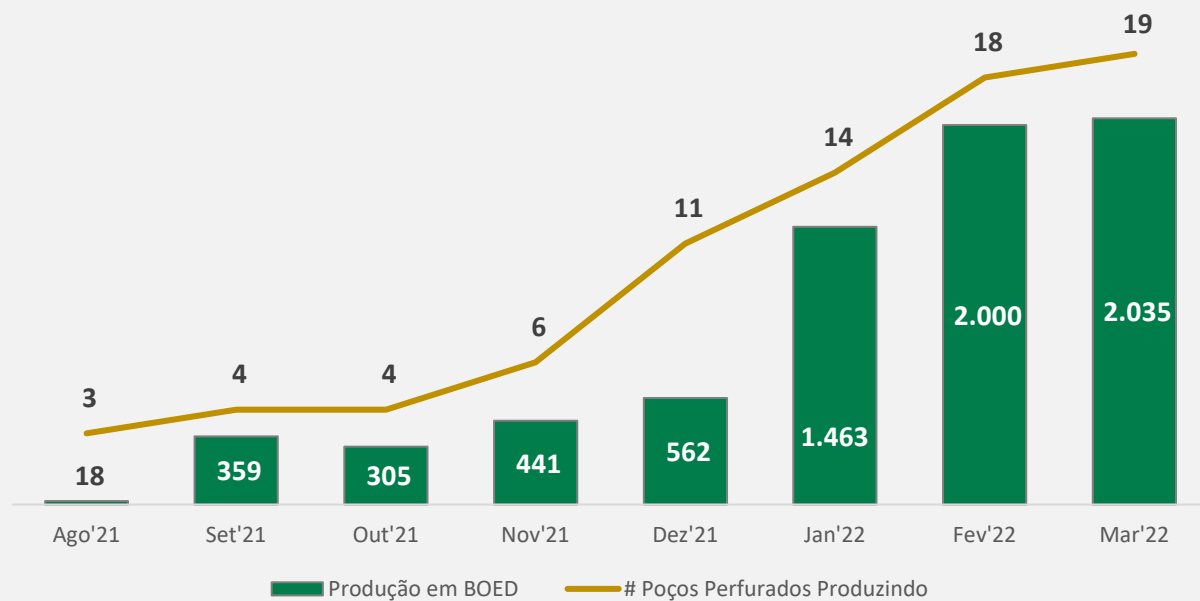
Incremento na produção de **gás natural**, alinhado à melhora nas condições de comercialização

Produção Média Bruta Potiguar E&P	Em Barris de Óleo Equivalente por dia - BOED		
	1T22	4T21	Δ%
Óleo	8.038	6.689	20%
Gás	3.154	2.151	47%
Produção Média Bruta	11.192	8.840	27%

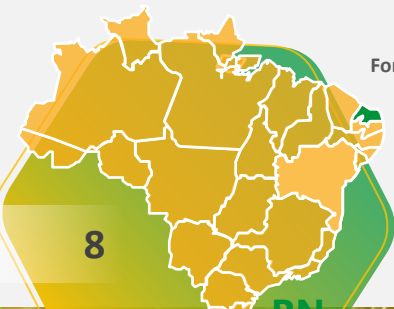
Ativo Potiguar

7 poços perfurados no trimestre, dos quais 5 já estão produzindo

Soma da produção média diária dos poços da Campanha de Perfuração (Gross WI)



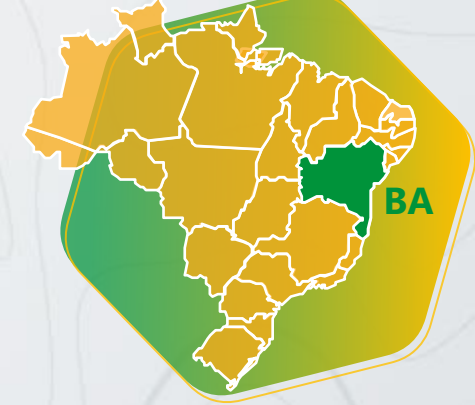
Fonte: Boletim Mensal de Produção



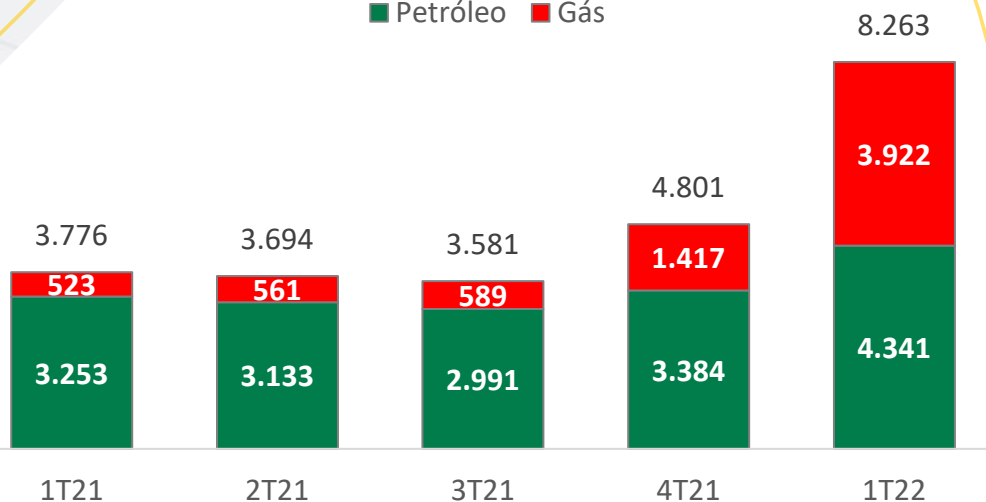


Ativo Bahia

Produção do 1T22 72% maior que no 4T21



■ Petróleo ■ Gás



Produção, a partir do 4T21, inclui a produção do Polo Miranga



Quatro sondas
dedicadas ao Ativo Bahia



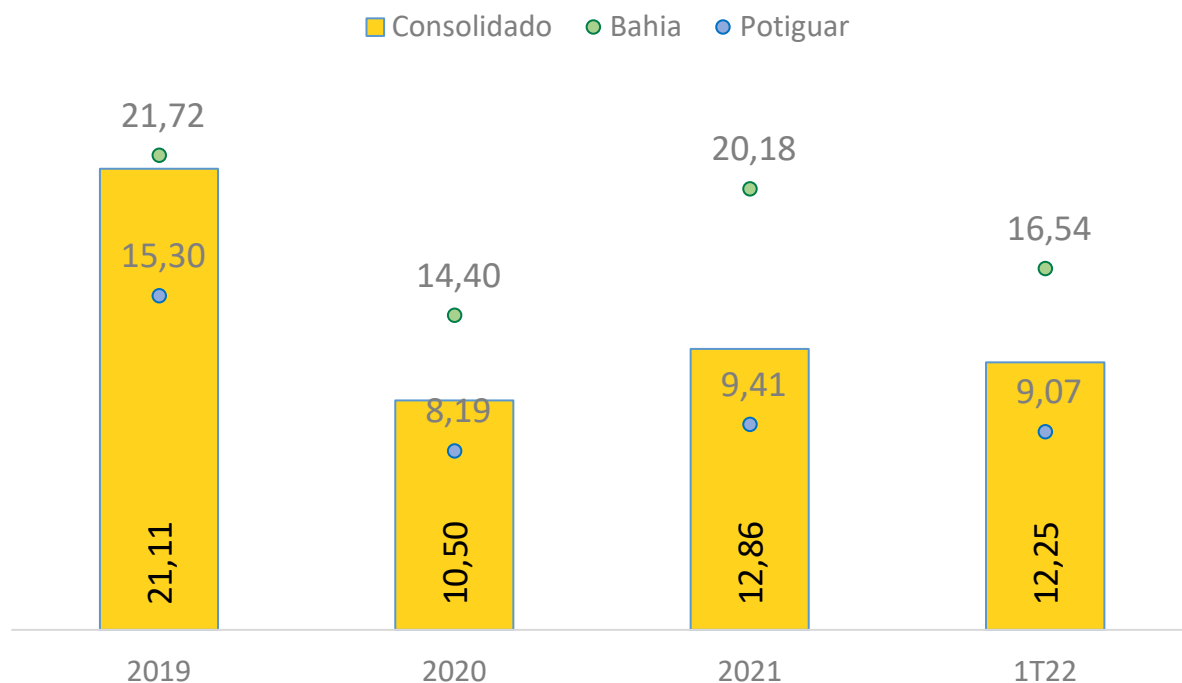
Continuação das intervenções de Workovers, com foco em projetos de retorno a produção



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

Custo médio de produção por Boe de US\$12,25 no 1T22 vs. US\$12,86 em 2021

Custo Médio de Produção Consolidado (US\$/boe)



Principais destaques:

- Início de captura de sinergias operacionais **dos Polos Remanso e Miranga**;
- Aceleração da **produção**, com retorno de poços de alta vazão;
- **Manutenção** de ativos recém adquiridos e ampliação do programa de confiabilidade.

Esquema de Processamento e Comercialização de Gás



- Custos de R\$88,6 milhões com aquisição, contratação das infraestruturas de processamento e transporte do gás natural, junto à Petrobrás e TAG;
- Volumes incrementais de produção processados, acima da Quantidade Diária Contratual (QDC) geram penalidades sobre as tarifas;
- QDC reajustável trimestralmente.



Variação de Custos e Despesas

Custos e Despesas (em milhares de R\$)					
	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Pessoal	48.037	25.614	87,5%	42.273	13,6%
Serviços e Materiais	46.250	28.843	60,4%	29.059	59,2%
Energia Elétrica	19.048	12.195	56,2%	17.796	7,0%
Licenciamento ambiental	1.433	3.887	-63,1%	2.672	-46,4%
Pagamento baseado em ações	4.164	-	n.m.	3.072	35,5%
Aquisição, processamento e transporte do gás	88.579	-	n.m.	-	n.m.
Outros custos e despesas	18.068	23.038	-21,6%	24.772	-27,1%
Total	225.579	93.577	141,1%	119.644	88,5%



Receita

Receita líquida (em milhares de R\$)

	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Receita com Petróleo	635.161	284.360	123,4%	401.806	58,1%
Receita com gás natural e subprodutos	326.134	15.965	1942,9%	39.574	724,1%
Outras receitas com prestação de serviços	-	914	n.m.	4.915	n.m.
Instrumentos financeiros derivativos	(85.230)	3.540	n.m.	(69.939)	21,9%
Receita Bruta	876.065	304.779	187,4%	376.356	132,8%
Impostos sobre Receita	(172.589)	(58.990)	192,6%	(90.994)	89,7%
Receita Líquida	703.476	245.788	186,2%	285.362	146,5%

Gás natural representou R\$ 326,1MM, 37% da Receita Bruta da Companhia

1T22 – Gás e subprodutos

Volumes totais comercializados			Receita bruta	Receita bruta	Média de Preço	Média de Preço
			(M R\$)	(M US\$)	(R\$/por unid.)	(US\$/por unid.)
Gás	MMCF	2.800	182.150	34.828	65,04	12,44
C5+	MBBL	19.963	9.329	1.784	467,32	89,35
GPL	MBBL	70.080	29.034	5.551	414,30	79,22

1T22 – Receita Bruta associada ao Contrato de SWAP

Comercializado	Receita bruta	Receita bruta
	(M R\$)	(M US\$)
Créditos de Líquidos e processamento de gás	66.182	12.654
Swap de Gás (entrega gás rico)	39.439	7.541



- Contratos de venda de gás seco com distribuidoras estaduais de gás canalizado;
- Os preços do C3+ e C5+ são ajustados conforme contratos de venda, com Brent como preço de referência;
- Preço do GLP acompanha os preços de mercado praticados pela Petrobras LCT Guamaré RN.

Demonstrativos Financeiros – DRE Resumida

DRE Consolidada (em milhares de R\$)

	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Receita líquida [*]	703.476	245.788	186,2%	285.362	146,5%
Custos e despesas	(225.579)	(93.577)	141,1%	(116.572)	93,5%
Royalties	(63.158)	(20.579)	206,9%	(31.568)	100,1%
EBITDA	414.739	131.632	215,1%	137.222	202,2%
Depreciação, amortização e depleção	(69.932)	(61.052)	14,5%	(43.107)	62,2%
Lucro Operacional	344.807	70.580	388,5%	94.115	266,4%
Resultado financeiro líquido	185.855	(94.785)	n.m.	1.266	14580,5%
Impostos correntes	(51.087)	(2.163)	2261,9%.	(12.835)	298,0%
Impostos diferidos	(77.737)	13.478	n.m.	(10.249)	658,5%
Resultado líquido	401.838	(12.890)	n.m.	72.297	455,8%

(*) Receita Líquida, incluindo o efeito do hedge

Impacto do Hedge na Receita Líquida

(R\$85,2)MM no 1T22 vs R\$(69,9)MM no 4T21

Instrumentos de hedge contratos em aberto	Preço médio do exercício 31/03/2022	Quantidade 31/03/2022	Valor justo dos instrumentos de hedge 31/03/2022
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	55,56	482.680	(112.952)
De 3 a 6 meses	53,64	484.728	(106.217)
De 6 a 12 meses	52,59	953.839	(186.659)
De 1 a 2 anos	53,85	1.806.500	(286.593)
De 2 a 3 anos	59,85	567.500	(60.901)
Total	54,53 *	4.295.247	(753.322)

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

No trimestre foram liquidados contratos de hedge num volume de 510 mil barris de petróleo, a um preço médio de US\$56,61/bbl.

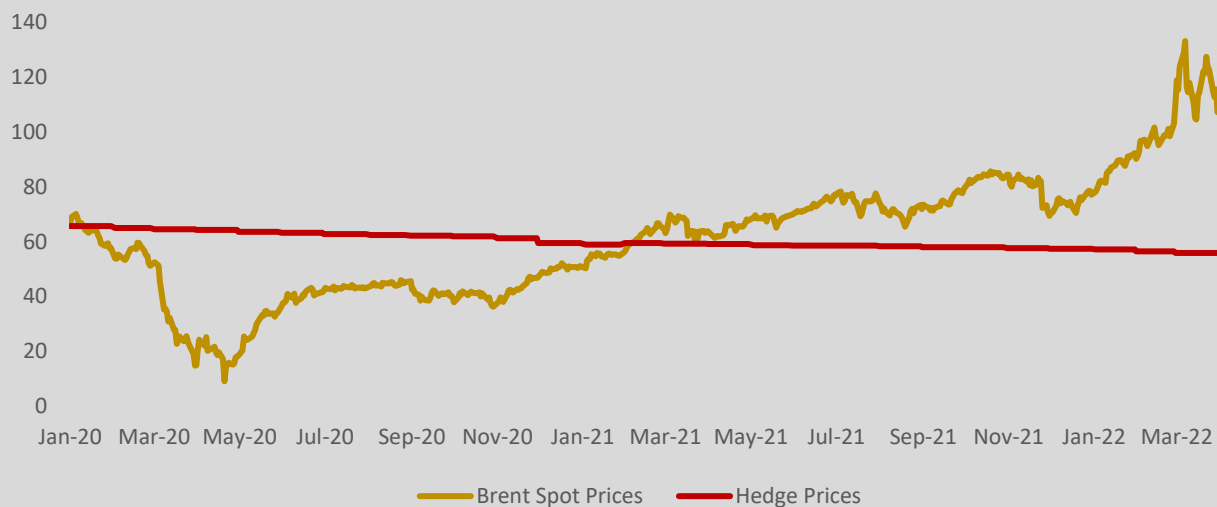
A controlada Potiguar E&P obteve, em 21 de março de 2022 das instituições financeiras credoras do contrato de financiamento, *waiver* para não celebrar contratos adicionais de hedge de petróleo para o período que começa em 1º de janeiro de 2022 e termina em 30 de junho de 2022.

A Companhia deve manter *hedgeada* parte da sua produção líquida projetada (1P) do Ativo Potiguar pelos próximos 36 meses com base no seu Relatório de Reservas, nas seguintes proporções:

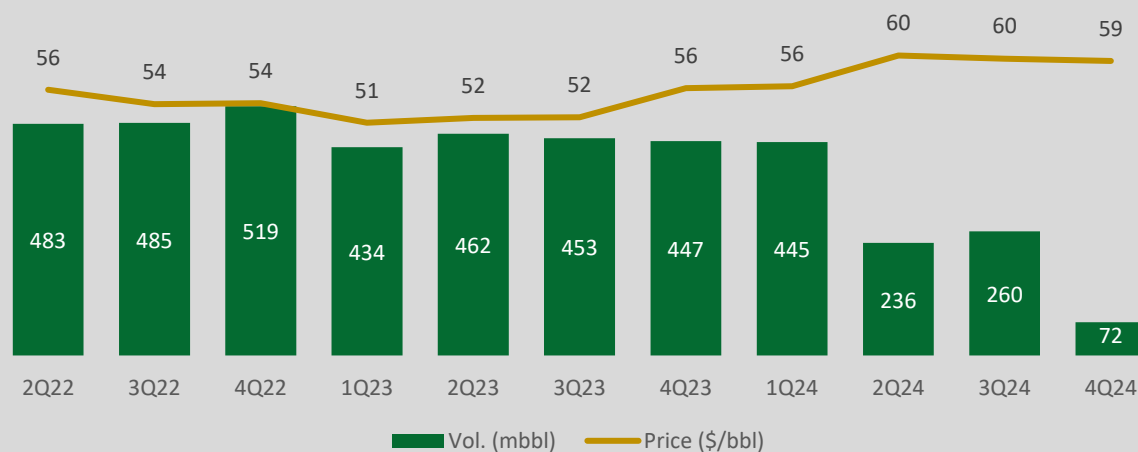
- » **80% da produção (1P) ou 90% da produção (PDP), o menor número entre as duas opções, para os primeiros 12 meses;**
- » **60% da produção (1P) do 13º ao 24º mês;**
- » **40% da produção (1P) do 25º ao 36º mês.**

Hedges de Petróleo

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



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



Volume médio hedge para 2022:

- Aproximadamente 5.407 bopd
- Equivale a 27,8% da Produção média de O&G do 1T22
- Equivale a 43,7% da Produção média de Petróleo no 1T22

Demonstrativos Financeiros - Fluxo de Caixa (cont.)

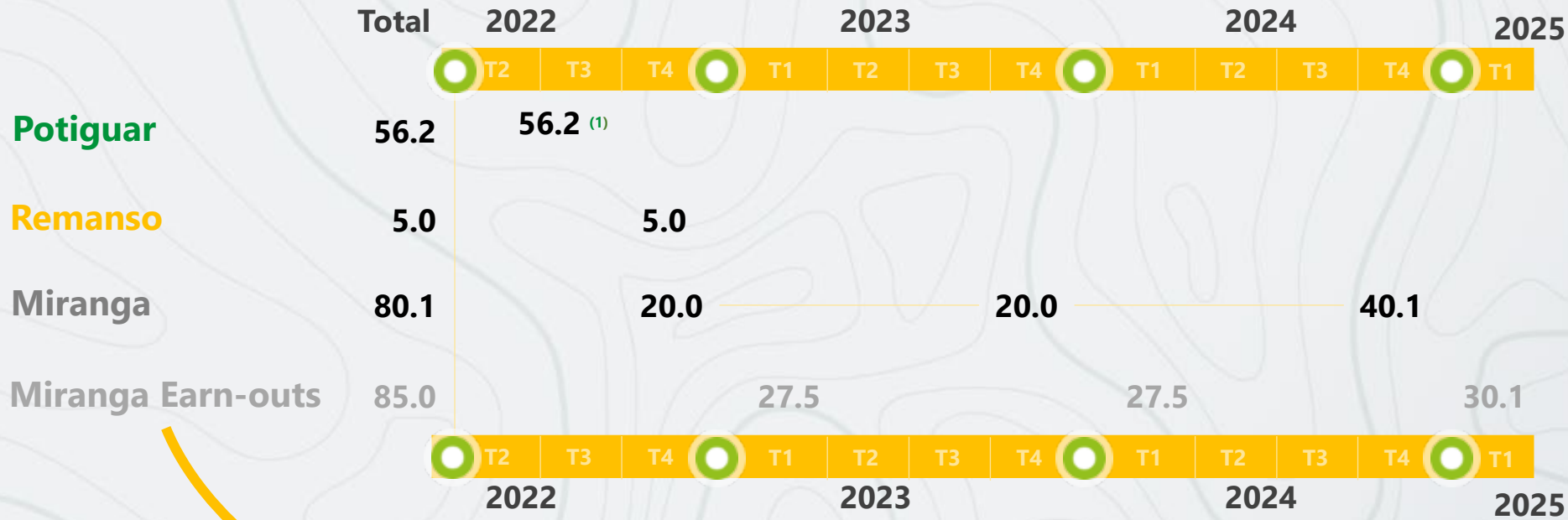
Demonstração de fluxo de caixa consolidada (em milhares de R\$)					
	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	530.662	(24.205)	n.m.	95.381	456,4%
Depreciação, amortização e depleção	69.932	61.052	14,5%	43.106	62,2%
Juros e variações cambiais, líquidas	(193.553)	103.670	n.m.	31.943	n.m.
Baixas do imobilizado e de arrendamentos	45.119	32.270	39,8%	60.805	-25,8%
Outros ajustes e variações ao lucro	6.956	6.090	18,1%	17.170	-59,5%
Variação de ativos e passivos	(183.987)	(25.317)	626,7%	14.778	-1345,0%
Juros pagos	(12.194)	(15.767)	-22,7%	(13.545)	-10,0%
IR e CSSL pagos	(29.361)	(135)	21648,9%	(3.346)	777,5%
Caixa gerado pelas atividades operacionais	233.574	137.658	69,7%	246.292	-5,2%
Adições ao imobilizado e ao intangível	(214.411)	(126.005)	70,2%	(522.025)	-58,9%
Aplicações financeiras	(20.091)	2.225	n.m.	177.047	-111,3%
Caixa aplicado nas atividades de investimento	(234.502)	(123.780)	89,5%	(344.978)	-32,0%

Demonstrativos Financeiros - Fluxo de Caixa

Demonstração de fluxo de caixa consolidada (em milhares de R\$)					
	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Captação de financiamento	-	60.479	n.m.	-	n.m.
Amortização de financiamentos e arrendamentos	(61.369)	(61.173)	0,3%	(76.020)	-19,3%
Aumento de capital social, líquido de custo para emissão	189	-	n.m.	822	-134,9%
Efeito líquido de compras e vendas de ações	31	-	n.m.	(1.363)	n.m.
Caixa gerado (aplicado) nas atividades de financiamento	(61.149)	(694)	8711,1%	(76.561)	-20,1%
Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa	1.385	-	n.m.	-	n.m.
Aumento (redução) do saldo de caixa	(60.692)	13.184	n.m.	(175.247)	-65,4%



Cronograma de pagamentos esperados de custos de aquisição pendentes devidos à Petrobras (US\$ MM)



Notas: (1) Condicionado à extensão das concessões.

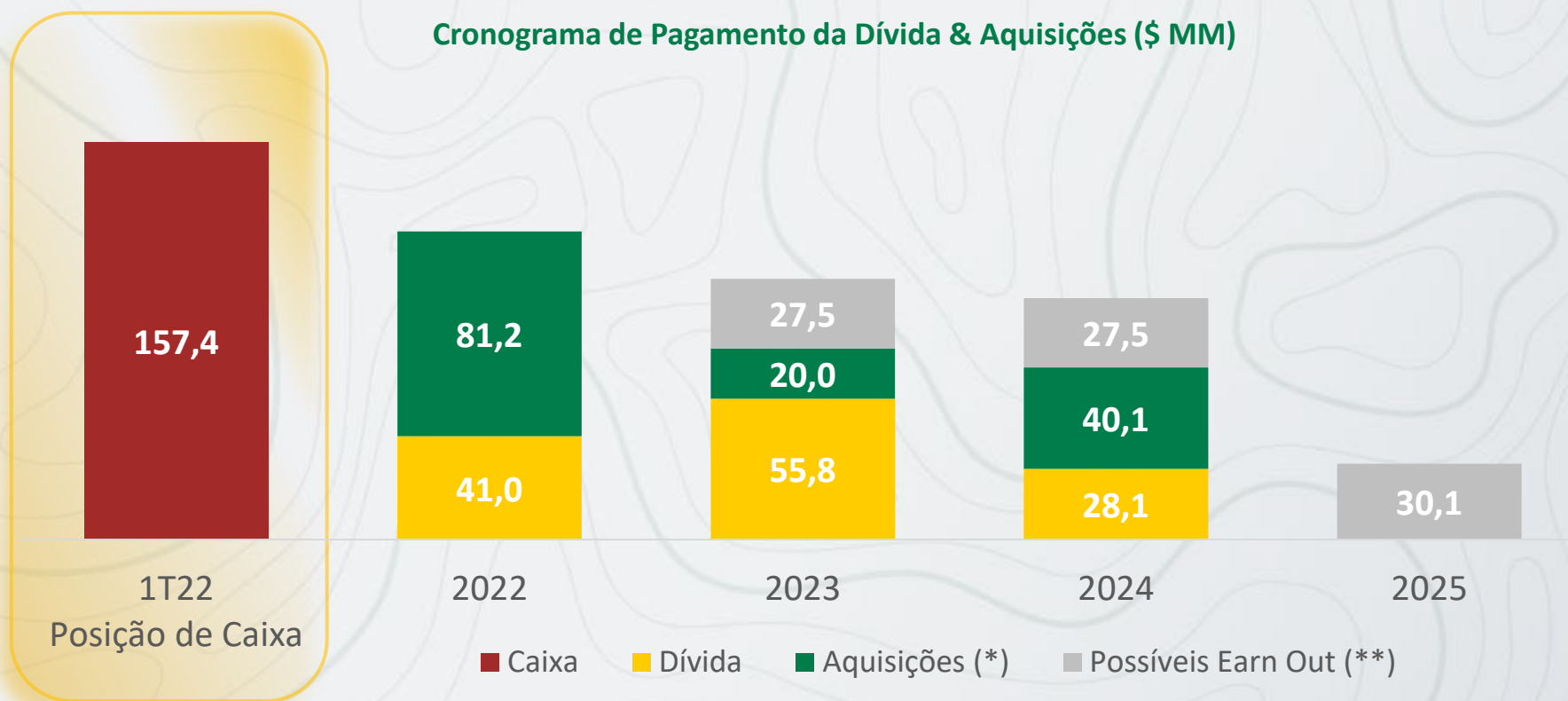
Earn-outs Miranga (US\$ MM)

Brent Médio	2022	2023	2024	Total
Abaixo de \$50	-	-	-	-
Entre \$50 e \$55	10.0	10.0	5.0	25.0
Entre \$55 e \$60	15.0	15.0	10.0	40.0
Entre \$60 e \$65	20.0	20.0	15.0	55.0
Acima de \$65	27.5	27.5	30.0	85.0

Pagamentos contingentes de acordo com o valor médio do petróleo Brent ICE datado em cada ano, conforme tabela, a pagar em março do ano seguinte.



A Companhia tem Caixa de US\$157,4MM, Dívida Bancária de US\$124,9MM e US\$226,4 a pagar à Petrobras de aquisições



LEADING THE ONSHORE
TRANSFORMATION
IN BRAZIL



Próximos passos



Mobilização de mais **recursos humanos, logísticos e equipamentos**;



Aceleração do programa de investimentos para **aumento da produção**, incluindo continuação da **perfuração de novos poços infill**;



Divulgação do nosso primeiro **Relatório de Sustentabilidade** e inventário de gases do efeito estufa;



Busca por novas oportunidades dentro do **Novo Mercado do Gás**; e



Continuar a explorar e **desenvolver oportunidades de M&A** com foco especial na negociação do **Polo Bahia Terra**.