



Divulgação de Resultados 4T21 & 2021

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 4T21 & 2021



Conclusão das aquisições dos Polos Miranga e Remanso, passando a operar o Ativo Bahia de forma integrada;

Como evento subsequente, Certificação de reservas Dez'21 com expressivo aumento de 126% no PV10 e taxa de reposição de reservas (RRR) 2P de 196% em 2021;

Em Jan'22 início do fornecimento de gás natural e seus líquidos a 4 distribuidores, diversificando sua base de clientes.

Receita Líquida de R\$ 1 Bilhão em 2021, crescimento de 32,1% vs. 2020 e 38,1% 4T21 vs. 4T20;

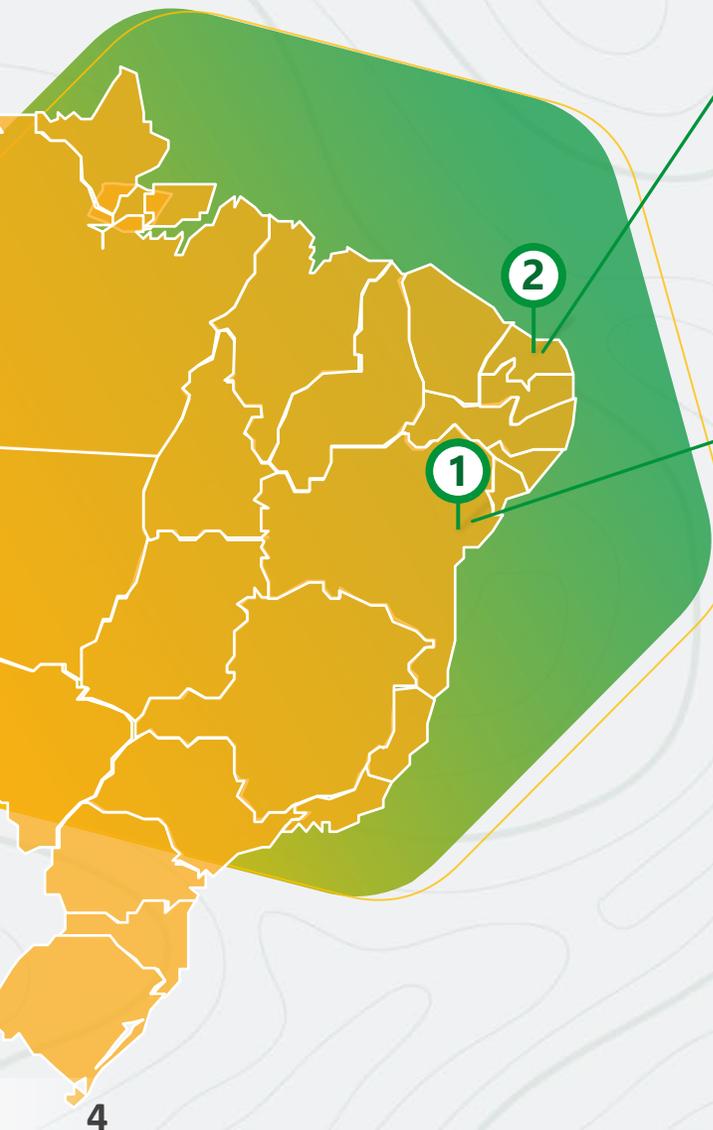
EBITDA 12,7% maior em 2021 vs 2020 e 4,6% maior no 4T21 vs. 4T20;

EBITDA ajustado (excluindo efeito do hedge) apresentou crescimento de 131,6% no 4T21 vs. 4T20 e de 85,4% no ano de 2021 vs. 2020;

Lucro líquido de R\$176,9 milhões em 2021 e R\$72,3 milhões no 4T21;

Aumento na Produção total (boed) de 10,9% em 2021 vs. 2020 e 20,8% no 4T21 vs. 4T20;

Desempenho Operacional



ATIVO POTIGUAR

Potiguar E&P S.A.

32 concessões operadas
 1 concessão operada por parceiro*
 (PRSA work interest)
 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.

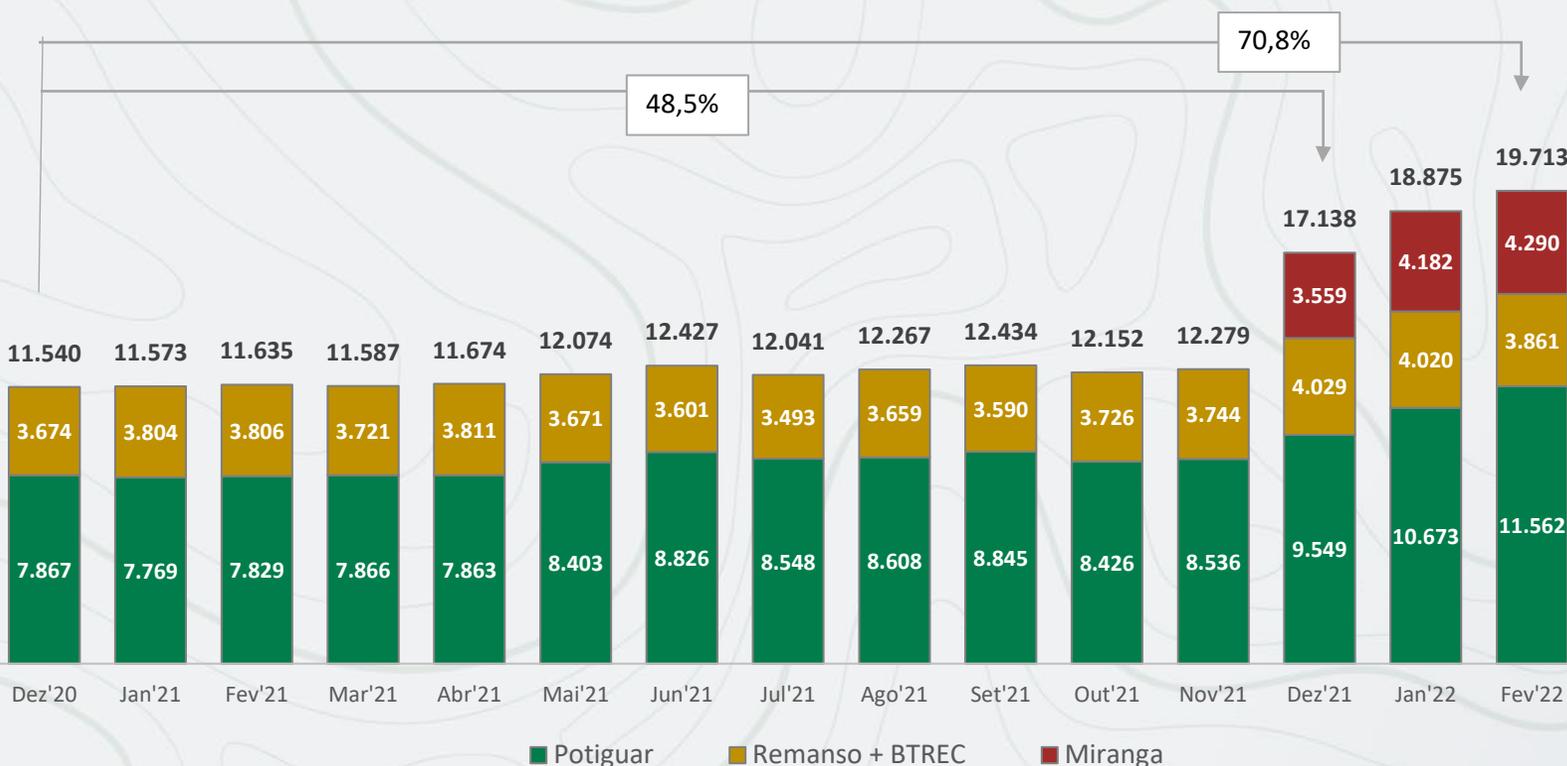
9 concessões operadas
Polo Miranga



Produção Média Bruta	Em Barris de Óleo Equivalente por dia - BOED		
	2021	2020	Δ%
ATIVO BAHIA	3.965	4.143	-4,3%
ATIVO POTIGUAR	8.426	7.003	20,3%
PRODUÇÃO MÉDIA BRUTA	12.391	11.146	11,2%

Produção Mensal por Polo

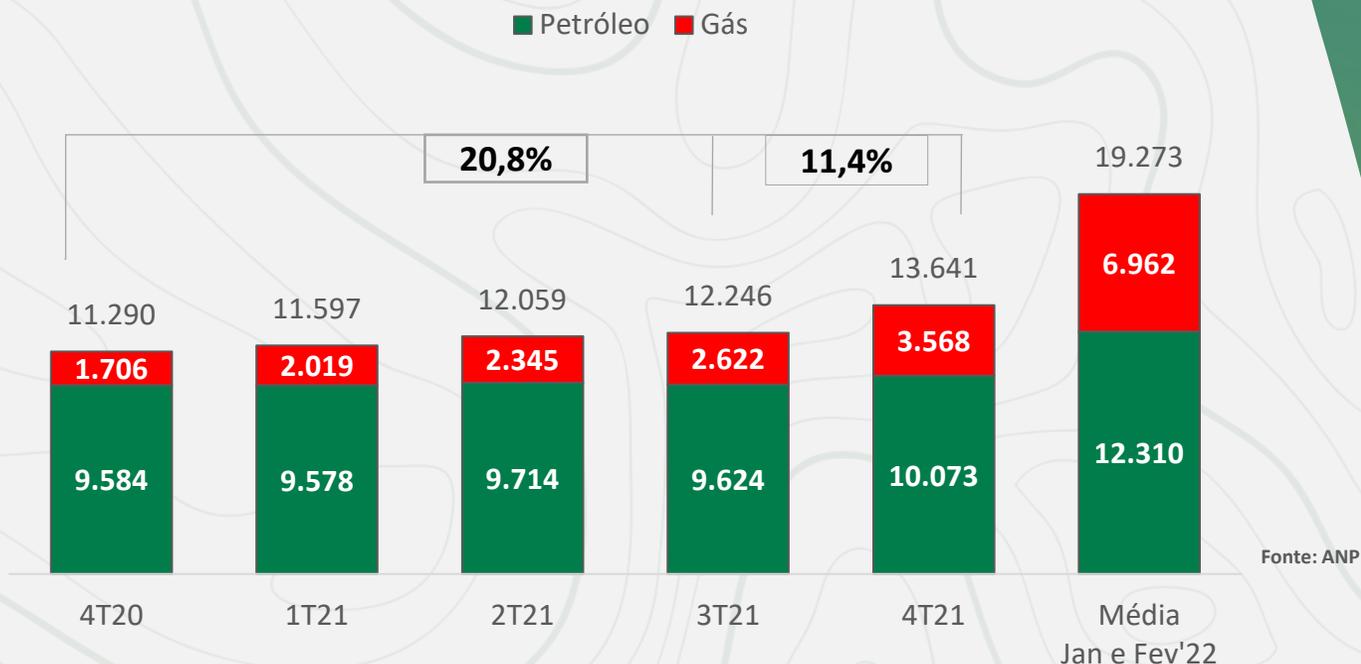
Produção Mensal por Polo | média em barris de óleo equivalentes por dia (boed)



Fonte: Boletim Mensal de Produção

- Com a aquisição do Polo Miranga, a Companhia teve crescimento de 48,5% na produção de Dez'21 vs. Dez'20
- Ao considerar crescimento orgânico (Polo Remanso+BTREC e Ativo Potiguar), cresceu 17,7% de Dez'21 vs. Dez'20
- A produção segue tendência de alta, conforme publicado nos comunicados de produção de Jan'22 e Fev'22

Tendência contínua de alta da produção com média de 13.641 BOED no 4T21



- ✓ 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 15,1% no 4T20 para 26,2% no 4T21

Ativo Potiguar

18,9% de Produção Incremental no 4T21 vs 4T20



Entrada da quarta sonda de produção terrestre no Ativo durante o 4T21



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

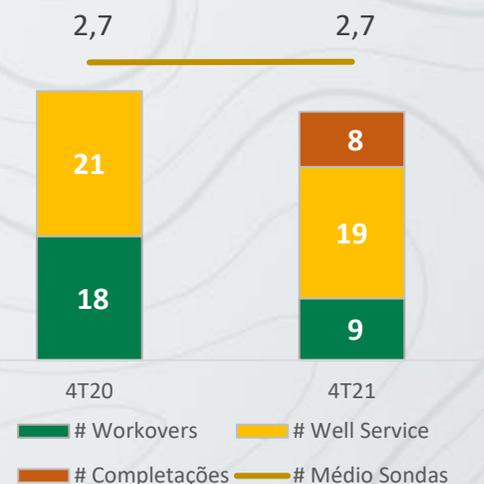


Internalizamos **serviços de lama de perfuração** e de **cimentação de poços**

Produção Média Bruta Potiguar E&P

Em Barris de Óleo Equivalente por dia - BOED

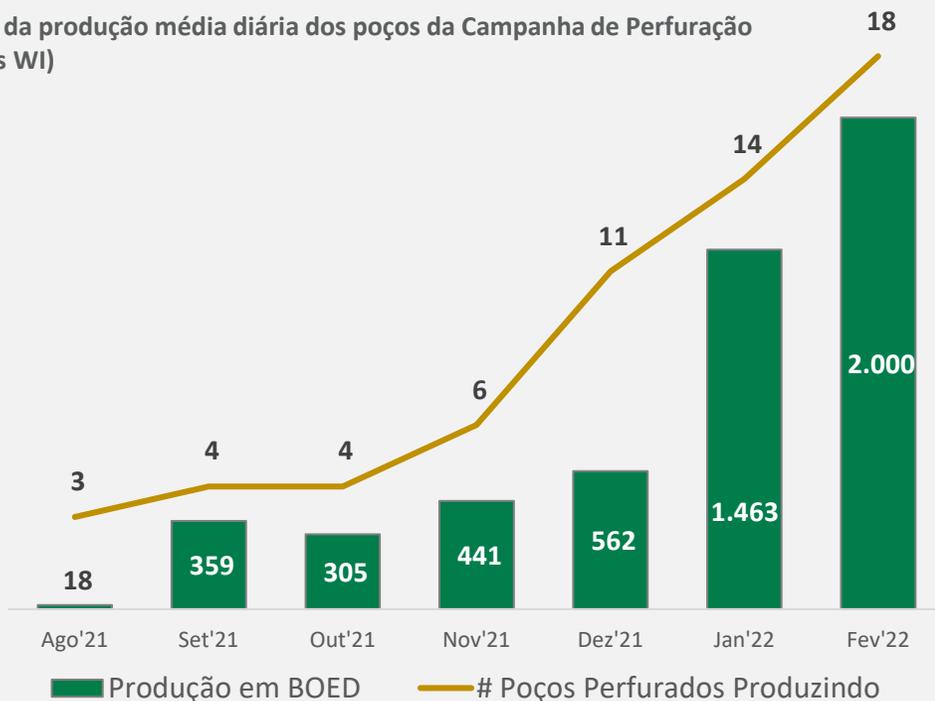
	4T21	4T20	Δ%
Óleo	6.689	6.204	7,8%
Gás	2.151	1.229	75,0%
Produção Média Bruta	8.840	7.433	18,9%



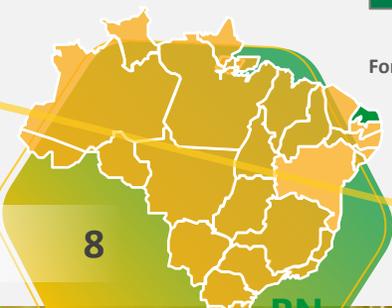
Ativo Potiguar

Campanha de Perfuração com 20 projetos perfurados, dos quais 18 poços já produzindo

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



Fonte: Boletim Mensal de Produção



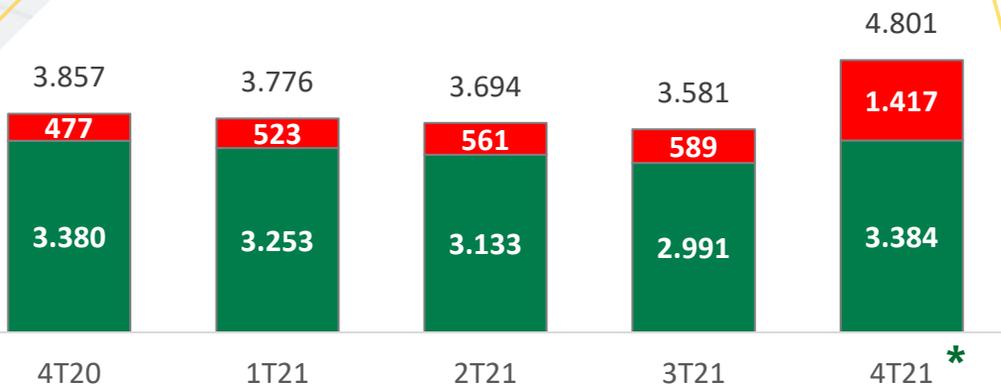


Ativo Bahia

Produção do 4T21 24,5% maior que no 4T20

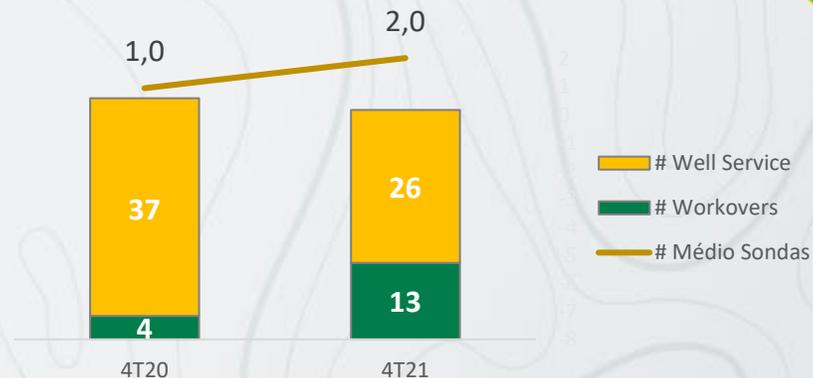


■ Petróleo ■ Gás

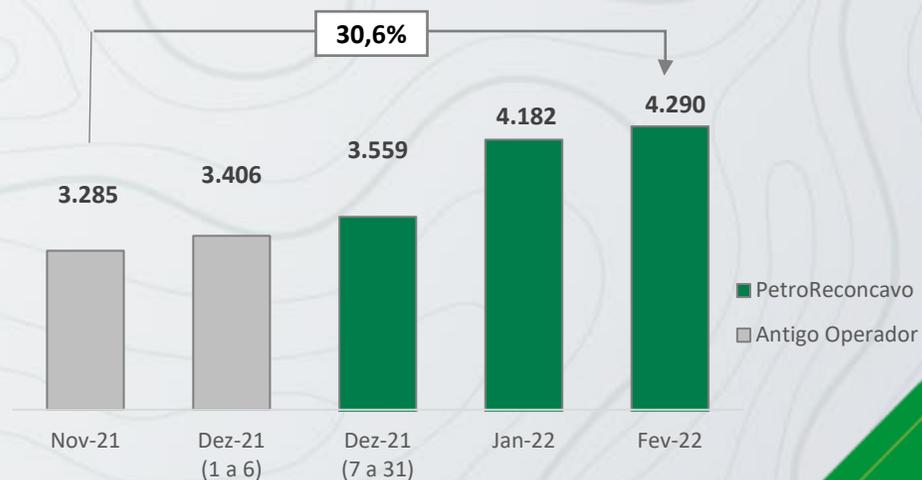


***Produção do 4T21 do Ativo Bahia inclui 25 dias de produção do Polo Miranga**

Número Médio de Sondas Ativas, Workovers e Well Services



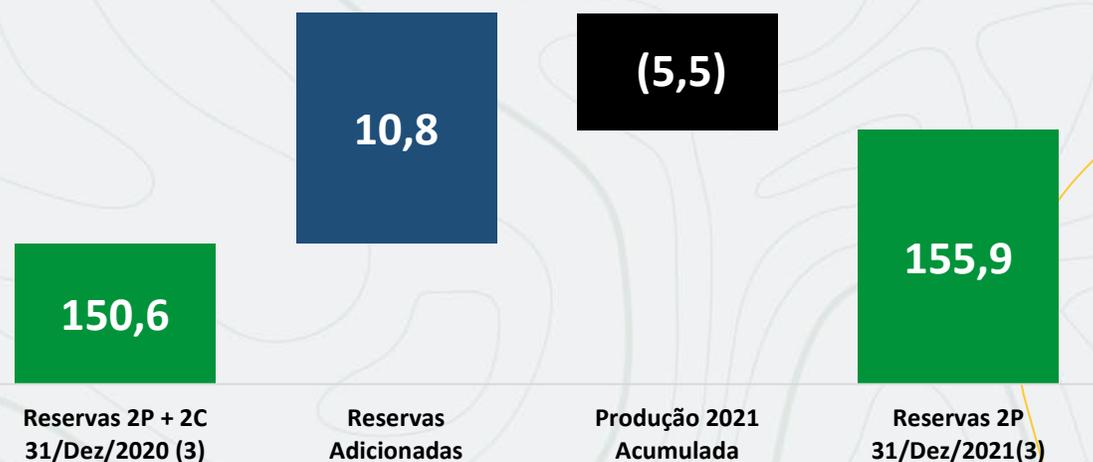
Polo Miranga | Produção Média na mudança de Operador (boepd)



Resumo Relatório de Reservas Dez-21

Reservas e Produção WI do Grupo PetroReconcavo

(MMboe)



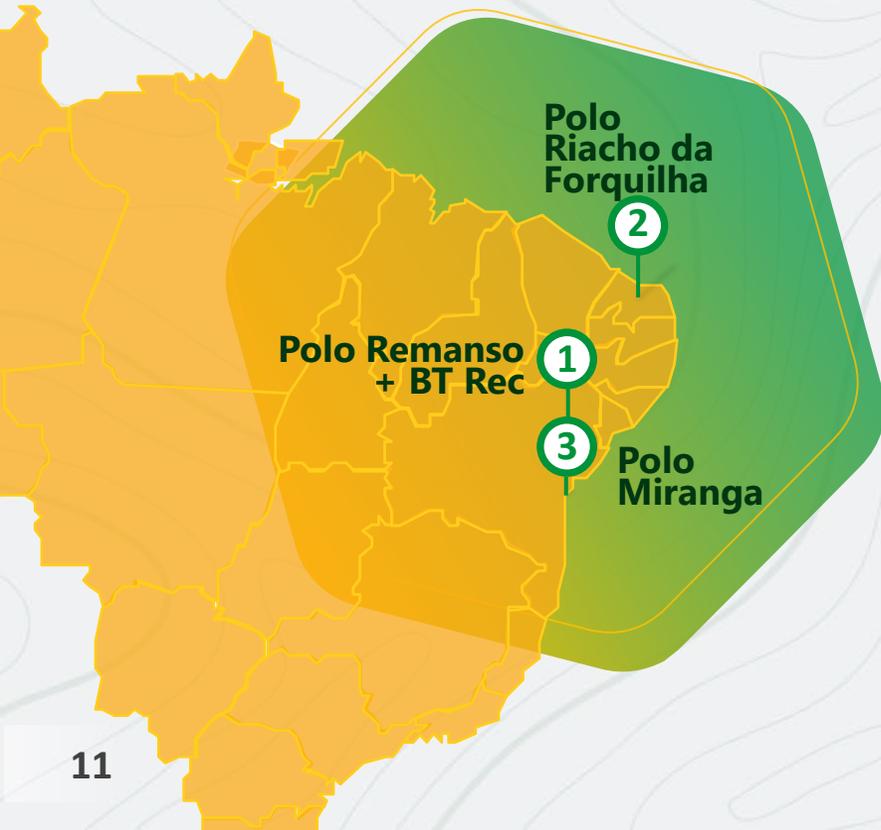
PV(10) ¹ Reservas 2P:	2,246 MM USD
PV(10) 2P /ação ² :	38,56 R\$/ação
Reservas 2P adicionadas:	10.8 MMboe
Aumento Líquido das Reservas 2P:	5,3 Mmboe
Taxa de Reposição de Reservas ³ :	196%
Relação Reserva - Produção ⁴ :	28.3 years
Custo de Desenvolvimento de Reservas ⁵ :	5.59 USD/boe
Relação de Reservas 1P/2P ⁶ :	79%
Reservas de Gás / Reservas Totais ⁷ :	39%

Notas

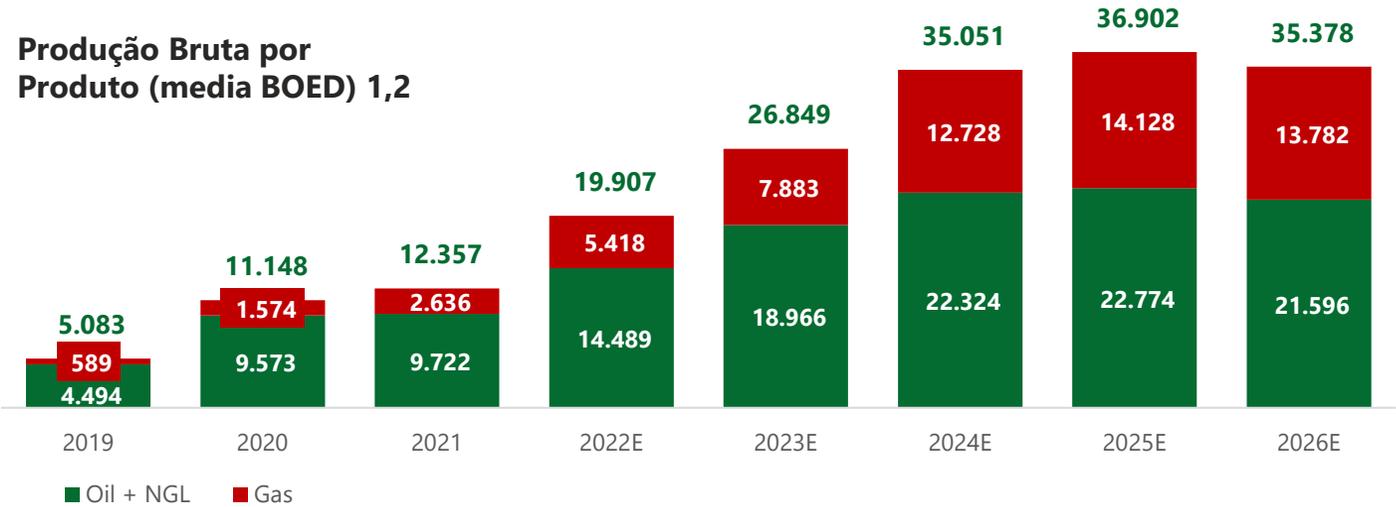
- (1) Todos os múltiplos calculados com base em reservas brutas de participação.
- (2) Receita futura líquida de reservas 2P descontada a uma taxa anual de 10% (conforme relatório de reservas) menos a dedução estimada do imposto de renda e da dívida líquida em 31-Dez-21 dividida pelo número de ações em circulação.
- (3) Reservas 2P adicionadas no período (boe) dividido pela produção acumulada no mesmo período (boe).
- (4) Reservas 2P (boe) dividido pela produção acumulada no período (boe/ano).
- (5) Despesa total de capital (USD) dividida por reservas incrementais (2P menos Reservas PDP, boe) de acordo com relatório de reservas.
- (6) Reservas 1P divididas por reservas 2P, de participação brutas (Gross Working Interest).
- (7) Reservas de gás 2P (boe, considerando a conversão de 6,0 kcf = 1 boe) divididas por reservas totais 2P (óleo + gás, em boe).

Visão Geral do Relatório de Reservas 2P

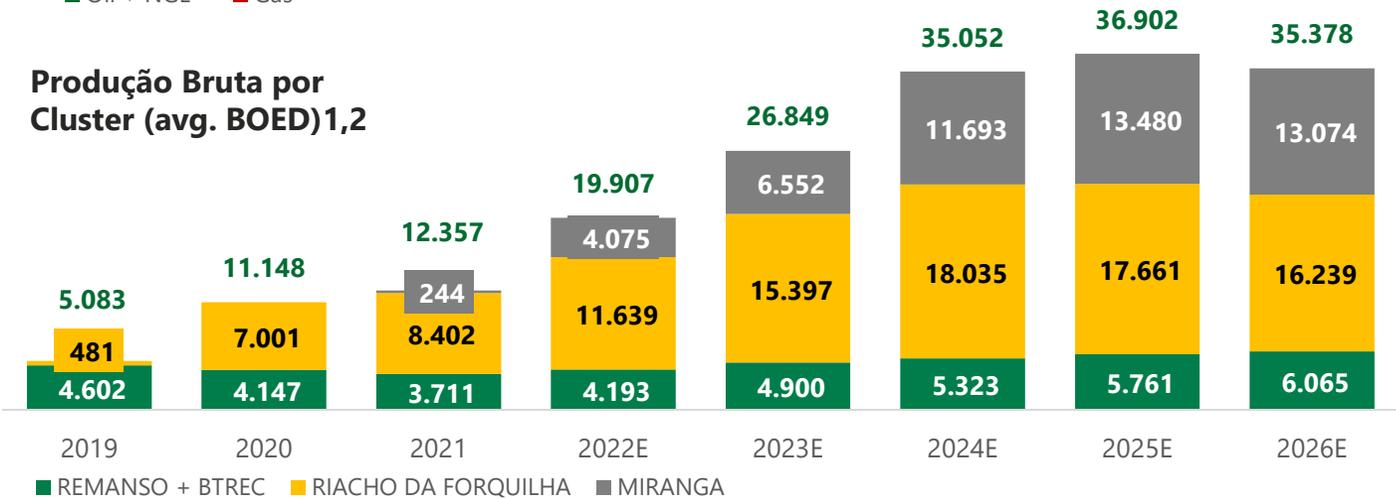
Produção média de Jan-Fev'22 já atingiu 97% dos volumes médios esperados para 2022 antes do previsto



Produção Bruta por Produto (media BOED) 1,2



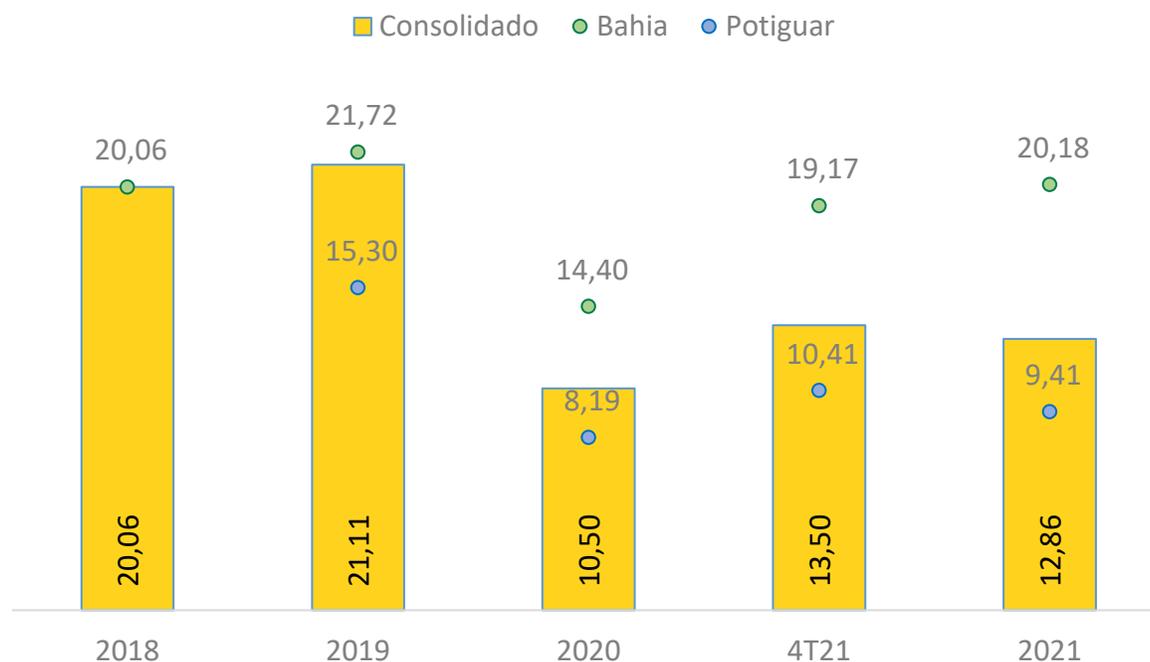
Produção Bruta por Cluster (avg. BOED) 1,2



Notas: 1) Números pós 2021 com base nas estimativas de reservas 2P apresentadas nos relatórios de reserva, dividido por 365 dias (para indicar volume diário); 2) Conversão de volumes de gás para boe: 6,0 kcf = 1 boe

Custo médio de produção por Boe de US\$13,50 no 4T21 e US\$12,86 em 2021

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



Principais destaques:

- Custos associados ao processo de conclusão das aquisições **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;
- Reajuste nos salários em 9,7% (IPCA acumulado dos últimos 12 meses) a partir de Set'21 (acordo coletivo)

Processamento de Gás e Condições de Venda



- Contratos de venda de gás seco com distribuidoras estaduais de gás canalizado

- os preços do C3+, 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 Guararé RN

Demonstrativos Financeiros – DRE Resumida

DRE Consolidada (em milhares de R\$)						
	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Receita líquida *	285.362	206.628	38,1%	1.040.604	787.841	32,1%
Custos e despesas	(116.572)	(60.858)	91,5%	(401.818)	(266.571)	50,7%
Royalties	(31.568)	(14.576)	116,6%	(103.980)	(46.865)	121,9%
EBITDA	137.222	131.194	4,6%	534.806	474.405	12,7%
Depreciação, amortização e depleção	(43.107)	(84.347)	-48,9%	(250.200)	(242.585)	3,1%
Lucro Operacional	94.115	46.847	100,9%	284.606	231.820	22,8%
Resultado financeiro líquido	1.266	46.676	-97,3%	(50.989)	(349.457)	-85,4%
Impostos correntes	(12.835)	172	n.m.	(46.653)	(15.281)	205,3%
Impostos diferidos	(10.249)	(30.599)	-66,5%	(10.065)	51.159	-119,7%
Resultado líquido	72.297	63.096	14,6%	176.899	(81.759)	n.m.

(*) Receita Líquida, incluindo o efeito do hedge

Com foco em executar um plano robusto de investimentos e atenta às oportunidades que possam acelerar o crescimento através da aquisição de novos ativos, a Administração da Companhia irá propor aos seus acionistas o pagamento de dividendos referentes ao exercício de 2021 no valor de R\$ 40,6 milhões (R\$0,1633 por ação), equivalentes ao dividendo mínimo obrigatório.

Impacto do Hedge na Receita Líquida

(R\$69,9)MM no 4T21 vs R\$41,7 MM no 4T20 e (R\$126,8)MM em 2021 vs R\$196,9 MM em 2020

Instrumentos de hedge contratos em aberto	Preço médio do exercício 31/12/2021	Quantidade 31/12/2021	Valor justo dos instrumentos de hedge 31/12/2021
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	56,61	510.520	(61.145)
De 3 a 6 meses	55,56	482.680	(55.997)
De 6 a 12 meses	53,71	1.004.217	(113.983)
De 1 a 2 anos	52,66	1.796.100	(178.883)
De 2 a 3 anos	58,18	1.012.250	(54.676)
Total	54,75*	4.805.767	(464.684)

* Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 31 de dezembro de 2021

No trimestre foram liquidados contratos de hedge num volume de 557 mil barris de petróleo, a um preço médio de US\$57,82/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 *hedged* parte da sua produção líquida projetada (1P) do Ativo Potiguar pelos próximos 36 meses com base no seu Relatório de Reservas, nas seguintes proporções:

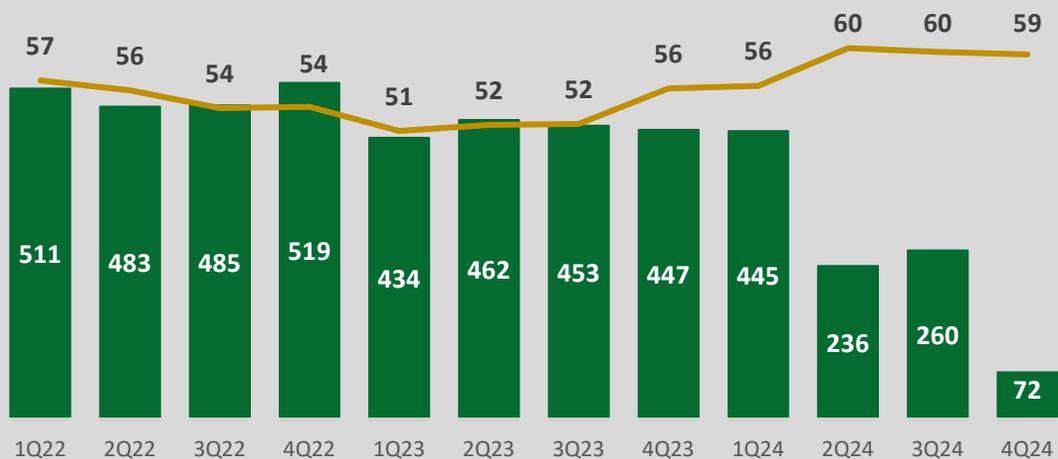
- **80% da produção (1P) ou 90% da produção (PDP), o menor número entre as duas opções, para os primeiros 12 meses;**
- **60% da produção (1P) do 13º ao 24º mês;**
- **40% da produção (1P) do 25º ao 36º mês.**

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 5.472 bopd
- Equivale a 28,4% da Produção média de O&G em Jan e Fev'22 (19.273 boepd)
- Equivale a 44,5% da Produção média de Petróleo em Jan e Fev'22 (12.310 bopd)

Demonstrativos Financeiros - Fluxo de Caixa (cont.)

Demonstração de fluxo de caixa consolidada (em milhares de R\$)						
	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	95.381	93.523	2,0%	233.617	(117.637)	-298,6%
Depreciação, amortização e depleção	43.106	84.347	-48,9%	250.200	242.585	3,1%
Juros e variações cambiais, líquidas	31.943	(62.679)	-151,0%	80.031	305.886	-73,8%
Baixas do imobilizado e de arrendamentos	60.805	19.222	216,3%	162.240	81.277	99,6%
Outros ajustes ao lucro	13.824	10.167	36,0%	10.417	29.361	-64,5%
Varição de ativos e passivos	14.778	19.954	-25,9%	(39.201)	(17.444)	124,7%
Juros pagos	(13.545)	(22.527)	-39,9%	(58.405)	(67.929)	-14,0%
Caixa gerado pelas atividades operacionais	246.292	142.007	73,4%	638.899	456.099	40,1%
Adições ao imobilizado e ao intangível	(522.025)	(109.785)	375,5%	(832.281)	(227.555)	265,7%
Aplicações financeiras	177.047	22.435	689,2%	(485.872)	(124.829)	289,2%
Caixa aplicado nas atividades de investimento	(344.978)	(87.350)	294,9%	(1.318.153)	(352.384)	274,1%

Demonstrativos Financeiros - Fluxo de Caixa

Demonstração de fluxo de caixa consolidada (em milhares de R\$)						
	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Captação de financiamento	-	-	n.m.	60.479	-	n.m.
Amortização de financiamentos e arrendamentos	(76.020)	(43.190)	76,0%	(304.104)	(128.979)	135,8%
Aumento de capital social, líquido de custo para emissão e compra e venda de ações	(541)	(5.342)	n.m.	1.109.177	(140)	n.m.
Caixa gerado (aplicado) nas atividades de financiamento	(76.561)	(48.532)	57,8%	865.552	(129.119)	770,4%
Aumento (redução) do saldo de caixa	(175.247)	6.125	n.m.	186.298	(25.404)	n.m.

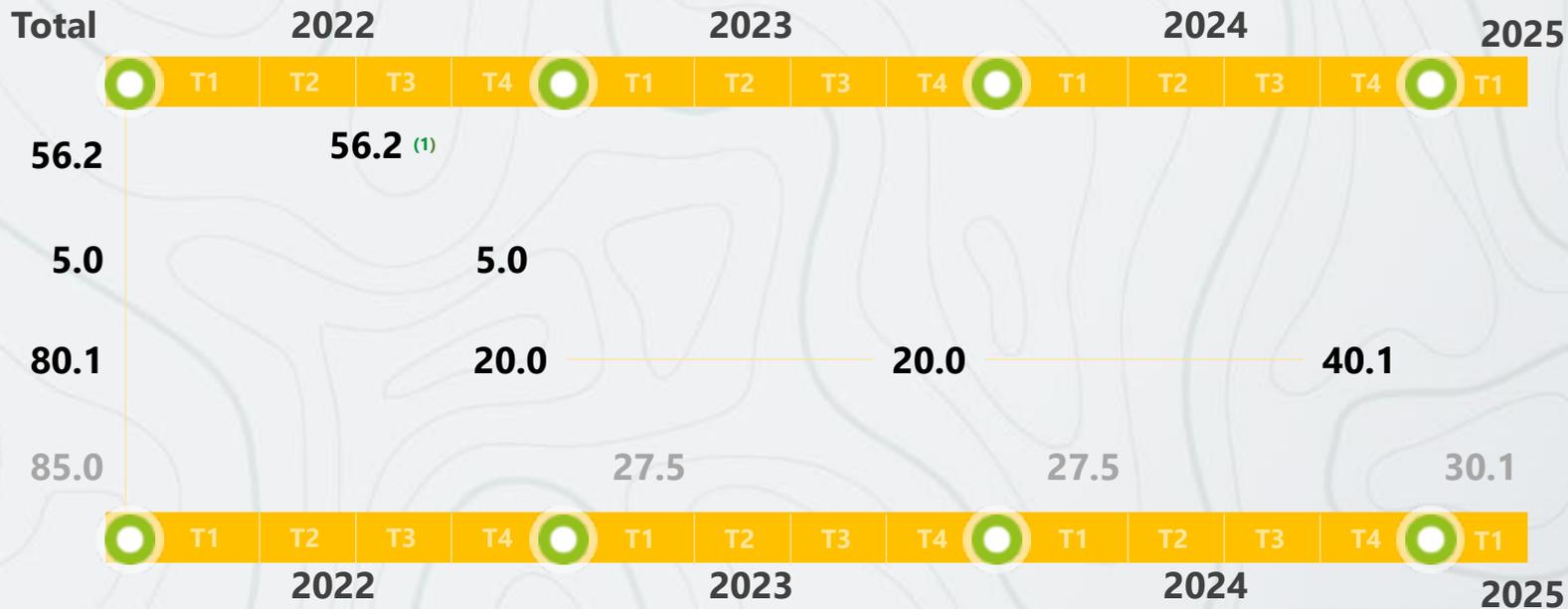
Cronograma de pagamentos esperados de custos de aquisição penderentes devidos à Petrobras (US\$ MM)

Potiguar

Remanso

Miranga

Miranga Earn-outs



Notas: (1) Condicionado à extensão das concessões.

Earn-outs Miranga (US\$ MM)

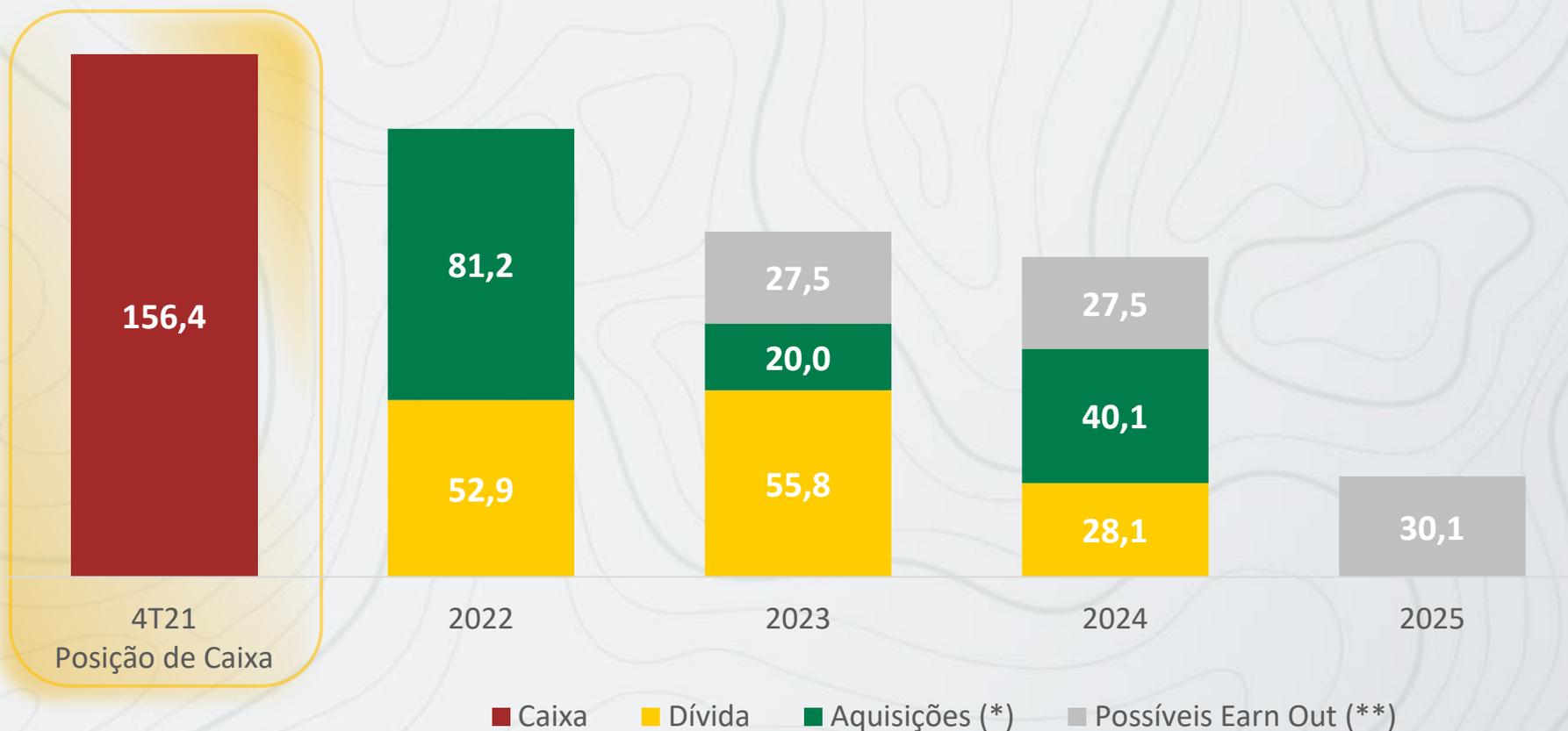
Brent Médio	2022	2023	2024	Total
Abaixo de \$50	-	-	-	-
Entre \$50 e \$55	10.0	10.0	5.0	25.0
Entre \$55 e \$60	15.0	15.0	10.0	40.0
Entre \$60 e \$65	20.0	20.0	15.0	55.0
Acima de \$65	27.5	27.5	30.0	85.0

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\$156,4MM, Dívida Bancária de US\$136,8MM e US\$226,4MM a pagar à Petrobras de aquisições

Cronograma estimado de pagamentos das dívidas e aquisições (\$ MM)



(*) Posição de Caixa do 4T21 considera taxa de dólar de 31/12/2021 (R\$/US\$ 5,5805)

(**) Pagamentos contingentes, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Brent)

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***;



Elaboração 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 uma **visão de longo prazo**.