



Divulgação de Resultados 3T21

- 11 DE NOVEMBRO DE 2021 -

 ***PetroReconcavo***

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 3T21



Assinamos contrato com a Potigás para suprimento de gás natural a partir de 1º de janeiro de 2022;

Fomos vencedores no processo da Chamada Pública para Suprimento de Gás Natural 2022/2023 da PBGÁS.

Crescimento de 30,1% na Receita Líquida e de 13,2% no EBITDA do 3T21 vs 3T20; e de 4,5% e 2,5% respectivamente no 3T21 vs 2T21;

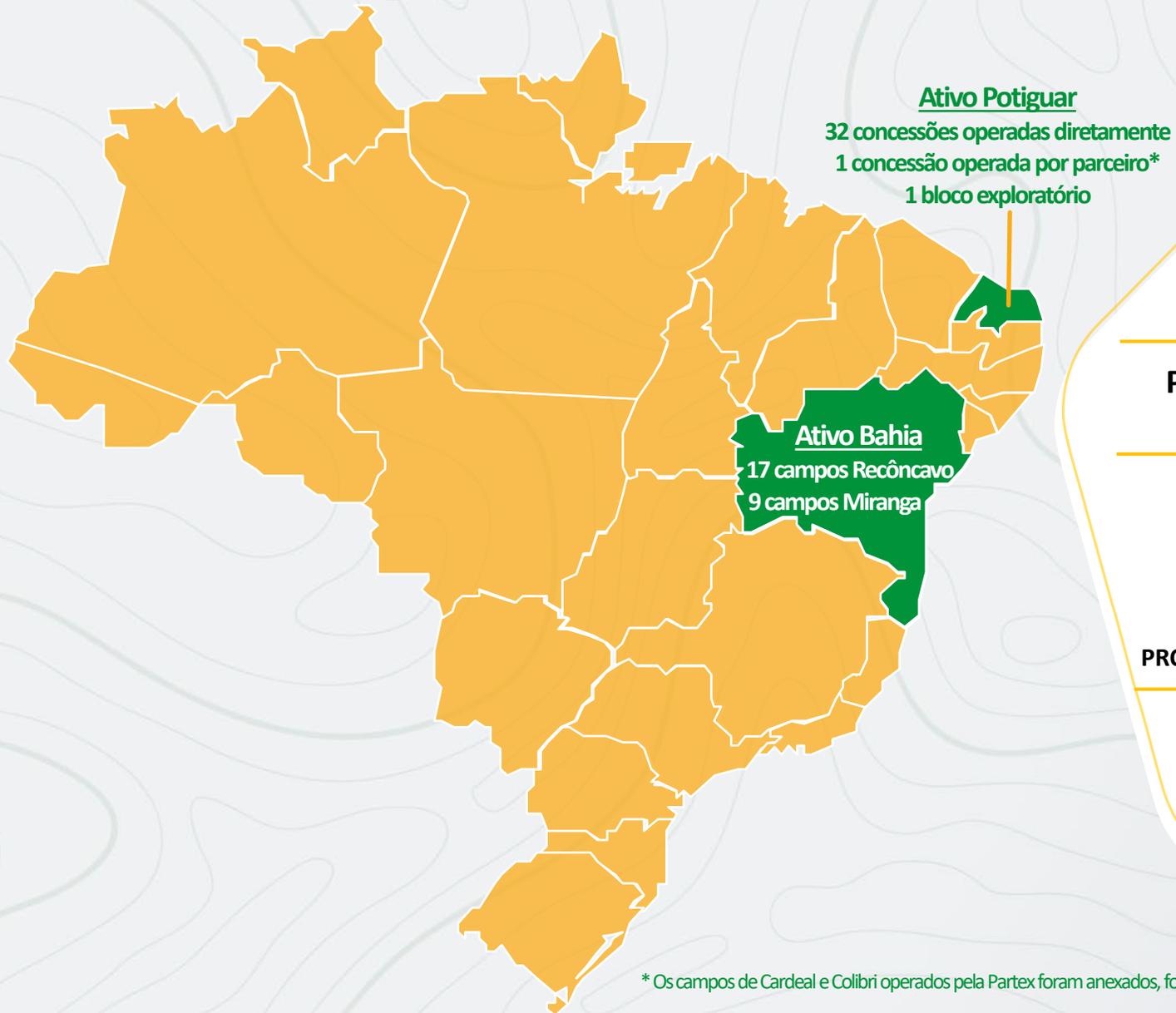
Lucro líquido no 3T21 de R\$ 22,9 milhões e acumulado no período de R\$ 104,6 milhões;

Crescimento de 13,2% na produção total do 3T21 vs. 3T20 e de 7,8% acumulado em 9 meses, quando comparado ao mesmo período de 2020;

Completamos 18 meses sem acidentes com afastamento na Companhia e 3 anos no Ativo Bahia; e

Perfuração de cinco poços no Ativo Potiguar durante o trimestre, e outros três poços em outubro.

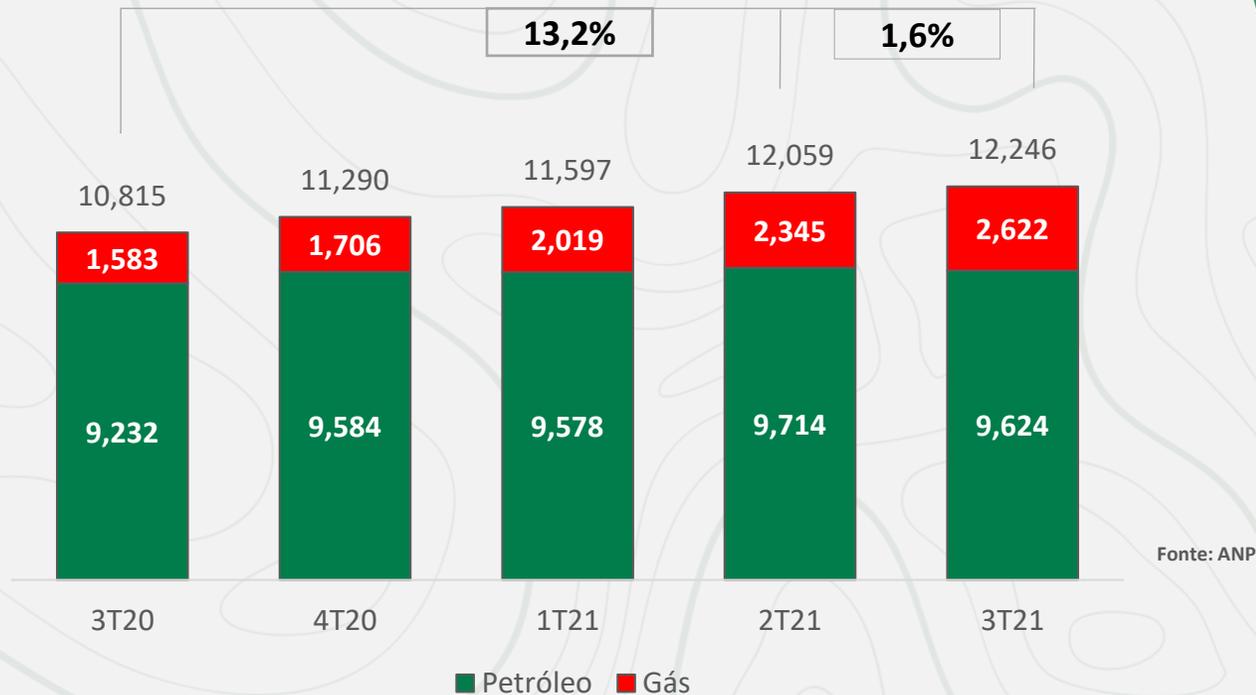
Desempenho dos Ativos



Produção Média Bruta	Em Barris de Óleo Equivalente por dia - BOED		
	3T21	3T20	Δ%
ATIVO BAHIA	3.581	3.794	-5,6%
ATIVO POTIGUAR	8.665	7.021	23,4%
PRODUÇÃO MÉDIA BRUTA	12.246	10.815	13,2%

* Os campos de Cardeal e Colibri operados pela Partex foram anexados, formando a concessão Cardeal.

Tendência contínua de alta da produção com média de 12.246 BOED no 3T21



- ✓ 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 14,6% no 3T20 para 21,4% no 3T21

Ativo Potiguar

23,4% de Produção Incremental no 3T21 vs 3T20



Três sondas de produção terrestres operando no Ativo no 3T21



Workovers 3T21 com foco em projetos de fraturamentos hidráulicos convencionais



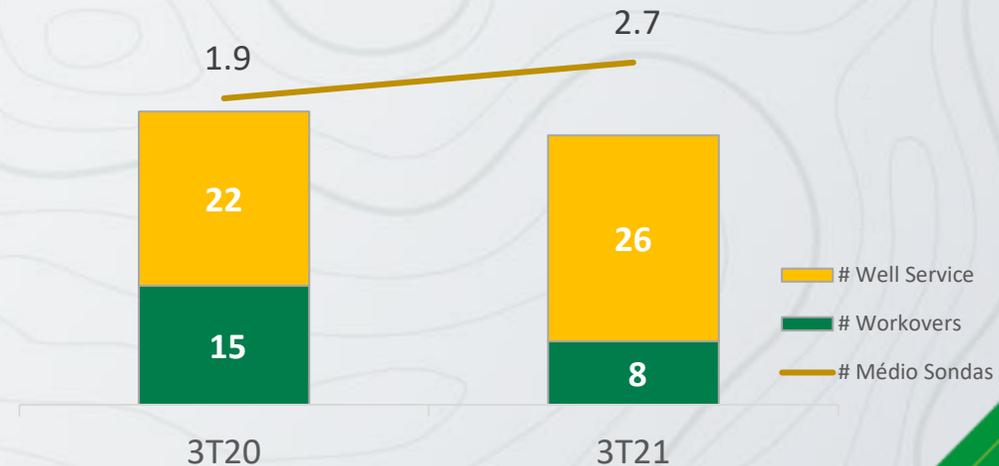
Incremento na produção de gás natural alinhado à melhora nas condições de comercialização



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		
	3T21	3T20	Δ%
Óleo	6.632	5.882	12,8%
Gás	2.033	1.139	78,5%
Produção Média Bruta	8.665	7.021	23,4%

Número médio de Sondas ativas, Workovers e Well Services





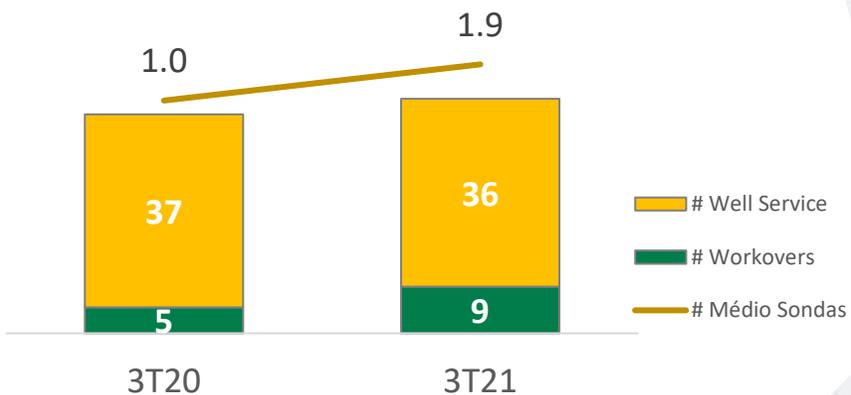
Ativo Bahia

Produção do 3T21 5,6% menor que no 3T20

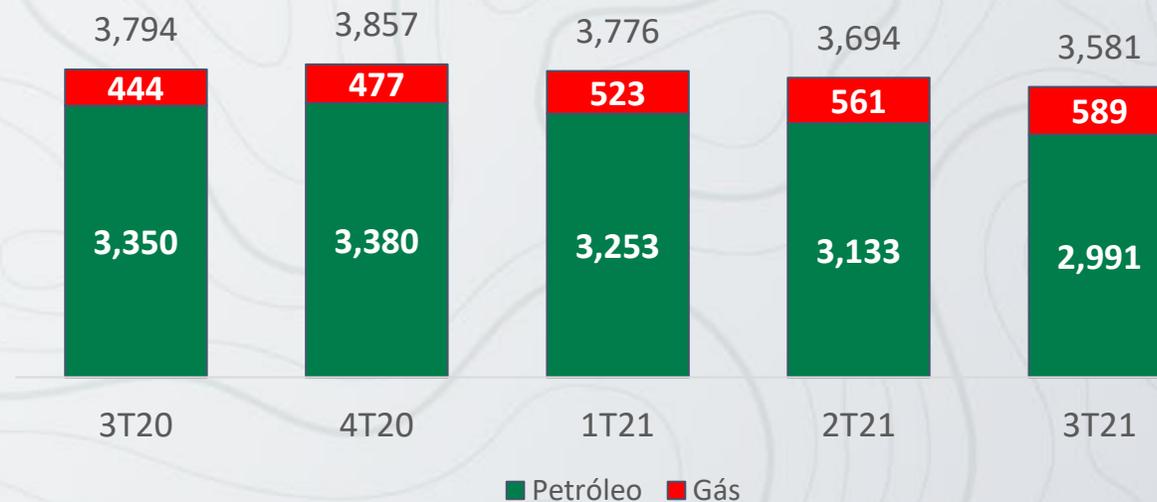
Foco em workovers e retorno à produção de alguns poços que foram parados durante 2020, reduzindo o declínio natural da produção



Número médio de sondas ativas, Workovers e Well Services



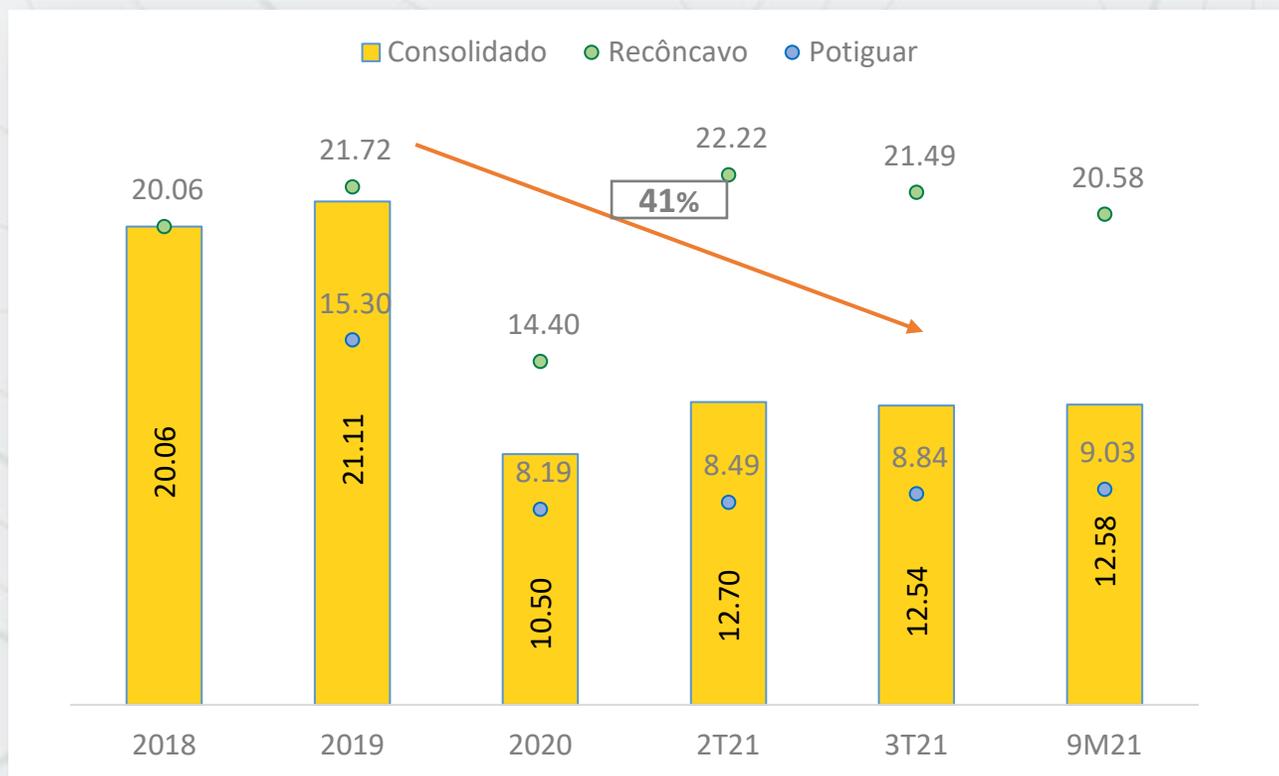
Produção Média Ativo Bahia (boed)



Fonte: ANP

Custo médio de produção acumulado de US\$12,54/boe no 3T21, 41% de redução em comparação a 2019

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



- Custos associados à **retomada da produção, aceleração da manutenção de ativos e preparação para tornar-se concessionária dos campos do Polo Remanso e para o takeover do Polo Miranga;**
- Diferença nos custos médios de produção entre os Ativos decorrente de maturidade dos reservatórios
- Com o início das operações do Polo Miranga, que será operado de forma integrada ao Ativo Bahia, objetivamos capturar sinergias operacionais e financeiras, com potencial redução dos custos médios de produção.

Resultados Expressivos no Trimestre Demonstrativos Financeiros – DRE Resumida

DRE Consolidada (em milhares de R\$)

	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Receita líquida	260.344	200.177	30,1%	755.242	581.213	29,9%
Royalties	(27.649)	(13.519)	104,5%	(72.412)	(32.289)	124,3%
Custos e despesas	(98.096)	(67.743)	44,8%	(285.245)	(205.713)	38,7%
Ebitda	134.599	118.915	13,2%	397.585	343.211	15,8%
Depreciação, amortização e depleção	(77.661)	(51.861)	49,7%	(207.094)	(158.238)	30,9%
Lucro Operacional	56.938	67.054	-15,1%	190.491	184.973	3,0%
Resultado financeiro líquido	(21.140)	(53.788)	-60,7%	(52.255)	(396.133)	-86,8%
Impostos correntes	(13.669)	(2.783)	391,2%	(33.818)	(15.453)	118,8%
Impostos diferidos	797	(4.141)	n.m.	184	81.758	-99,8%
Resultado líquido	22.926	6.342	261,5%	104.602	(144.855)	n.m.

Impacto do Hedge na Receita Líquida

(R\$39,6)MM no 3T21 vs R\$ 46,2 MM no 3T20 e (R\$56,8)MM nos 9M21 vs R\$155,3 MM nos 9M20

Instrumentos de hedge contratos em aberto	Preço médio do exercício 30/09/2021	Quantidade 30/09/2021	Valor justo dos instrumentos de hedge 30/09/2021
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	57,82	557.240	(61.171)
De 3 a 6 meses	56,61	510.520	(53.784)
De 6 a 12 meses	54,60	967.408	(96.904)
De 1 a 2 anos	51,92	1.832.839	(173.731)
De 2 a 3 anos	56,23	1.280.000	(62.889)
Total	54,60*	5.148.007	(448.479)

* Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 30 de setembro de 2021.

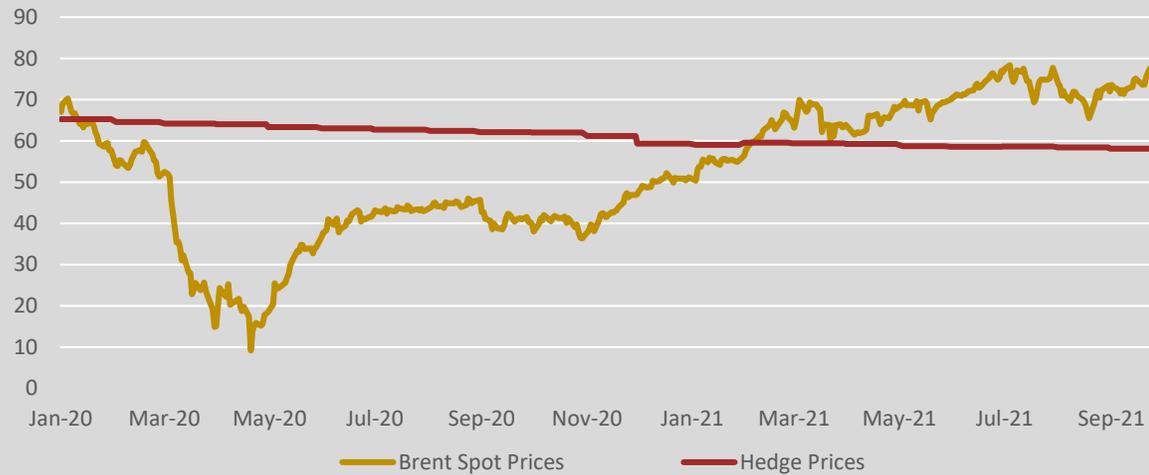
No trimestre foram liquidados contratos de hedge num volume de 528 mil barris de petróleo, a um preço médio de US\$58,52/bbl.

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)



Demonstrativos Financeiros - Fluxo de Caixa Resumido (cont.)

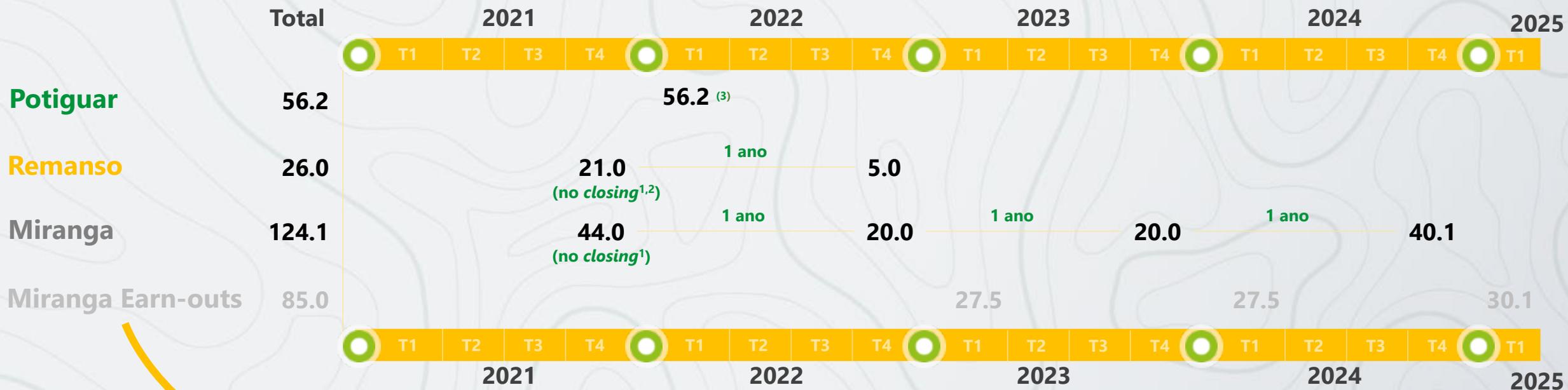
Demonstração de fluxo de caixa consolidada (em milhares de R\$)						
	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	35.798	13.266	169,8%	138.236	(211.160)	n.m.
Depreciação, amortização e depleção	77.661	51.861	49,7%	207.094	158.238	30,9%
Juros e variações cambiais, líquidas	19.377	42.295	-54,2%	48.088	368.565	-87,0%
Baixas do imobilizado e de arrendamentos	44.695	38.534	16,0%	101.435	62.055	63,5%
Outros ajustes ao lucro	(11.993)	9.407	n.m.	(3.407)	19.194	n.m.
Varição de ativos e passivos	(45.487)	(5.418)	739,6%	(53.979)	(37.398)	44,3%
Juros pagos	(13.529)	(13.273)	1,9%	(44.860)	(45.402)	-1,2%
Caixa gerado pelas atividades operacionais	106.522	136.672	-22,1%	392.607	314.092	25,0%
Adições ao imobilizado e ao intangível	(123.178)	(56.700)	117,2%	(310.256)	(117.770)	163,4%
Aplicações financeiras	235.468	(16.673)	n.m.	(662.919)	(147.264)	350,2%
Caixa aplicado nas atividades de investimento	112.290	(73.373)	n.m.	(973.175)	(265.034)	267,2%

Demonstrativos Financeiros - Fluxo de Caixa Resumido

Demonstração de fluxo de caixa consolidada (em milhares de R\$)

	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Captação de financiamento	-	-	n.m.	60.479	-	n.m.
Amortização de financiamentos e arrendamentos mercantis	(93.431)	(75.004)	24,6%	(228.084)	(85.789)	165,9%
Aumento de capital social, líquido de custo para emissão	778	1.967	-60,4%	1.112.426	5.342	20724,1%
Efeito líquido de compras e vendas de ações	(2.708)	(140)	1834,3%	(2.708)	(140)	1834,3%
Caixa gerado (aplicado) nas atividades de financiamento	(95.361)	(73.177)	30,3%	942.113	(80.587)	n.m.
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	123.451	(9.878)	n.m.	361.545	(31.529)	n.m.

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



Notas: (1) Datas de fechamento esperadas. A ser confirmado. (2) Ajuste de preços no fechamento; (3) Condicionado à extensão das concessões.

Earn-outs Miranga (US\$ MM)

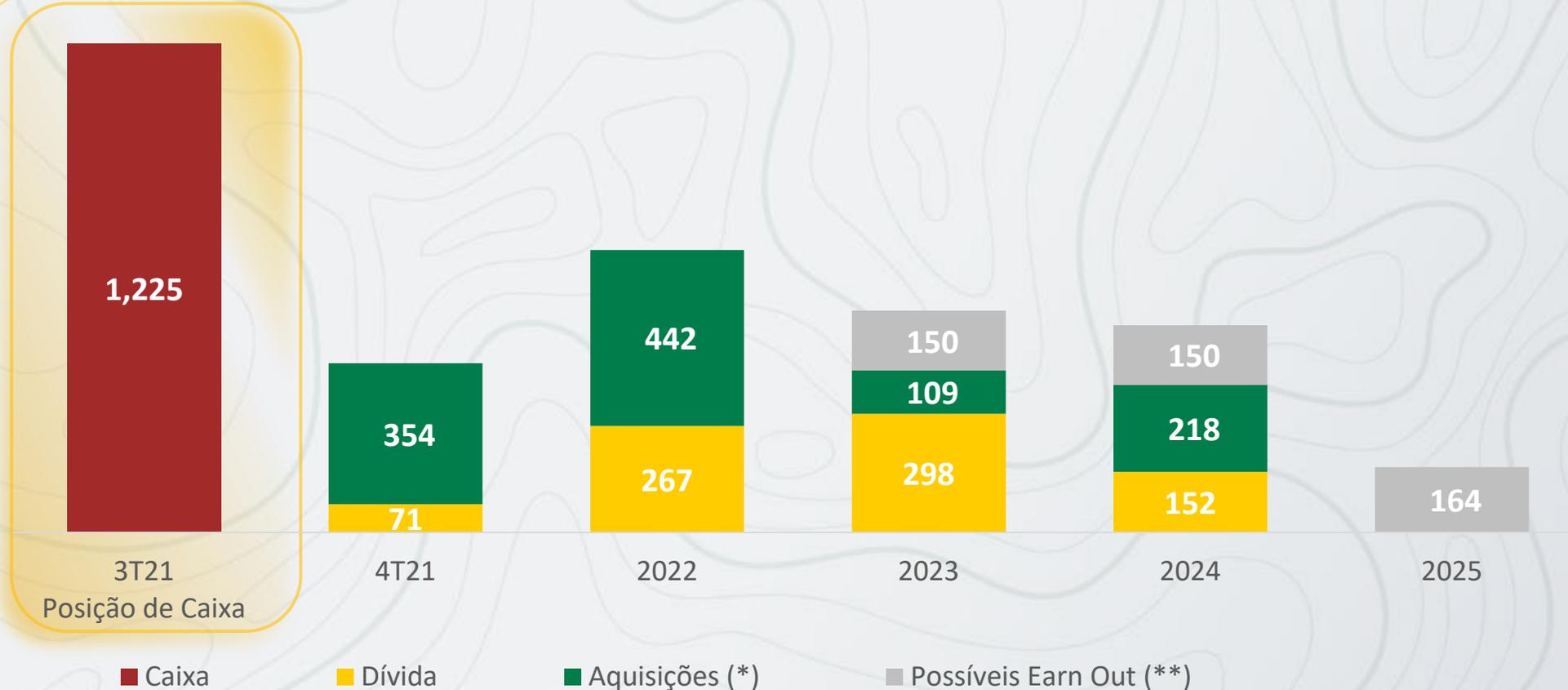
Brent Médio	2022	2023	2024	Total
Abaixo de \$50	-	-	-	-
Entre \$50 e \$55	10.0	10.0	5.0	25.0
Entre \$55 e \$60	15.0	15.0	10.0	40.0
Entre \$60 e \$65	20.0	20.0	15.0	55.0
Acima de \$65	27.5	27.5	30.0	85.0

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 um Caixa líquido de R\$ 437MM e uma Dívida Bruta de R\$ 787 MM

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



(*) Aquisição consideram a taxa de dólar de 30/09/2021

(**) 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**;



Assumir como **concessionário** o **Polo Miranga** e o **Polo de Remanso**;



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**.

**Seguimos no
caminho para liderar
a transformação da
indústria *onshore* no
Brasil, sendo a mais
segura, eficiente e
lucrativa operadora
independente de
Óleo e Gás.**



 ***PetroReconcavo***