



Conference Call **Resultados 2T21**

17 DE AGOSTO DE 2021



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.



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.

Destaques 2T21 e Eventos Subsequentes

Assumimos as operações dos campos de Sabiá da Mata e Sabiá Bico-de-Osso, localizados no Distrito Potiguar e como evento subsequente, iniciamos a Campanha de Perfuração de 2021.

Como evento subsequente, nossa controlada Potiguar E&P foi declarada vencedora do processo de Chamada Pública para Suprimento de Gás Natural – 2022/2023 da Potigás – Companhia Potiguar de Gás.



Crescimento de 11,3% na produção total do segundo trimestre de 2021, quando comparada ao mesmo período de 2020;

Crescimento de 34,3% e de 10,4%, respectivamente, na Receita Líquida e no EBITDA no segundo trimestre de 2021, quando comparado ao mesmo período de 2020;

Lucro Líquido de R\$94,5 Milhões revertendo um prejuízo de R\$15,1 Milhões no 2T20

Aumentamos o volume de horas trabalhadas e tivemos zero horas perdidas por acidente.

Seguimos com a mobilização de duas novas sondas próprias de *workover* e uma sonda leve, além de contratar outras duas sondas de *workover* junto a prestadores de serviços

Aprovação pela ANP da cessão das concessões do Polo Remansó e início da tramitação da transferência das titularidades das licenças ambientais;

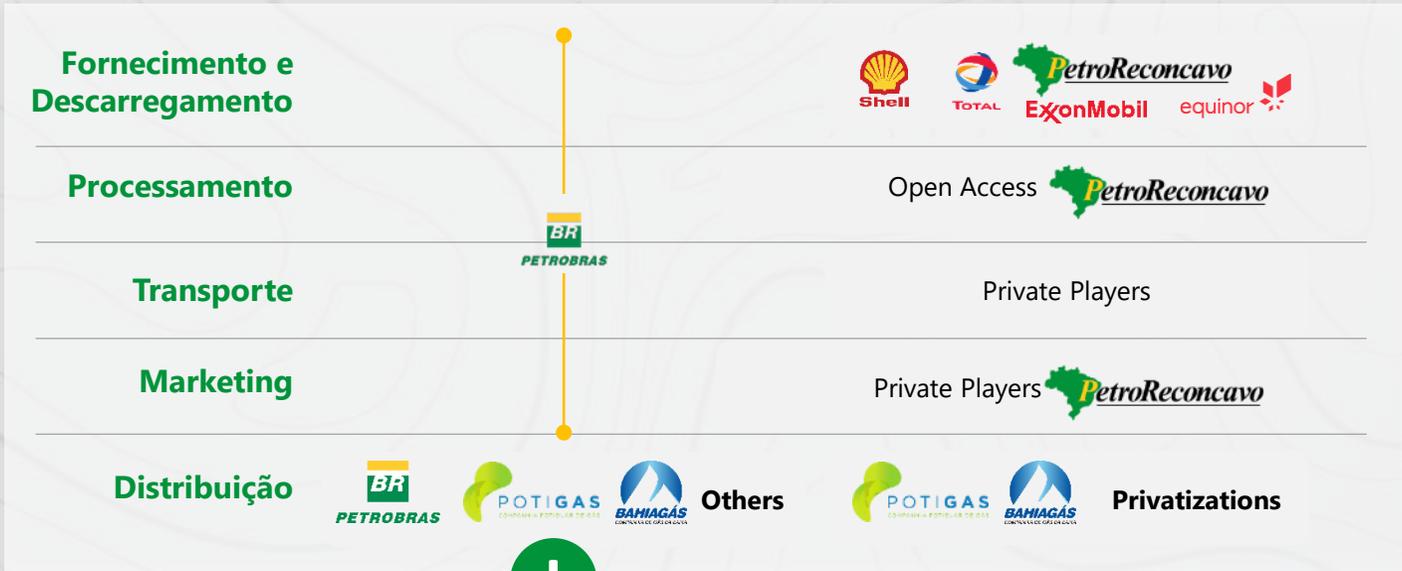
Busca ativa por novas oportunidades dentro do Novo Mercado do Gás, sendo vencedores da 1ª Chamada Pública da Potigás



Situação anterior



Novo Mercado de Gás



Falta de acesso à infraestrutura existente

Promoção da competitividade e do mercado livre
Regulação aprimorada

Mercado Consumidores brasileiros de gás nunca contratou gás natural fora de LDCs e PBR

Os consumidores terão flexibilidade e opcionalidade para definir fornecedor de gás e negociar contratos

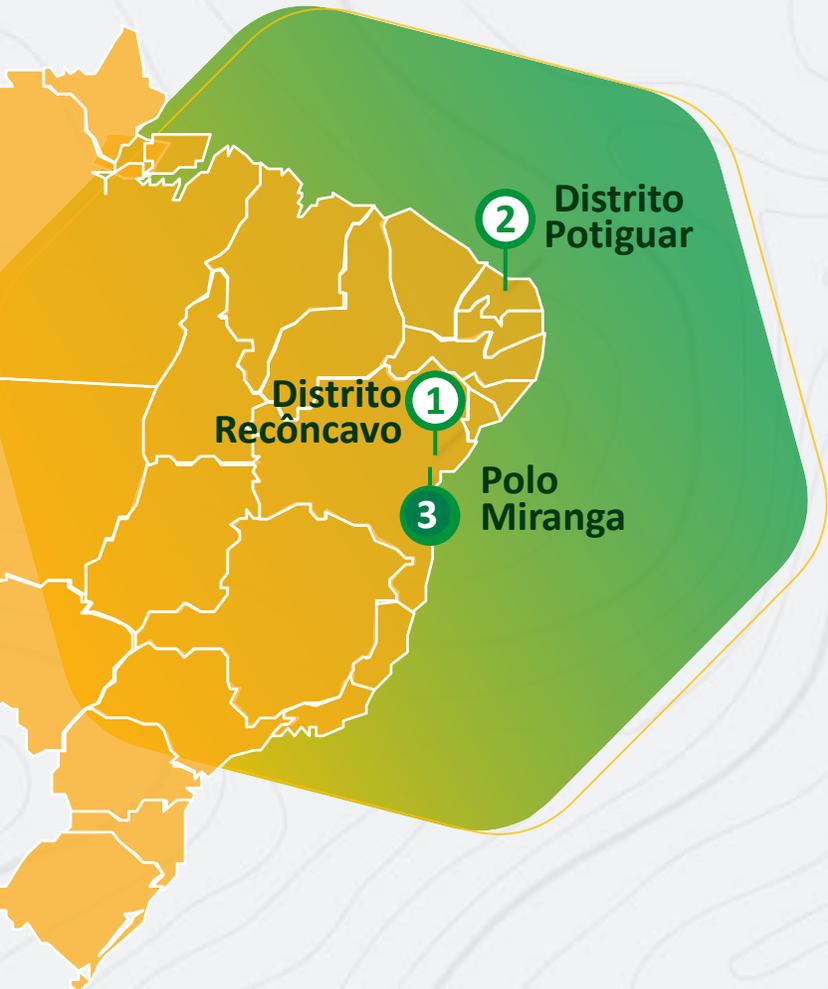


* Custo total da molécula, incluindo impostos; Preço médio de aquisição da Petrobras entre produtores das bacias de Camamu, Recôncavo, Potiguar, Santos e Campos, a partir de novembro de 2020; Preço de Bahiagas para consumidor industrial 20.001-35.000 m3/d, conforme 07/07/2021

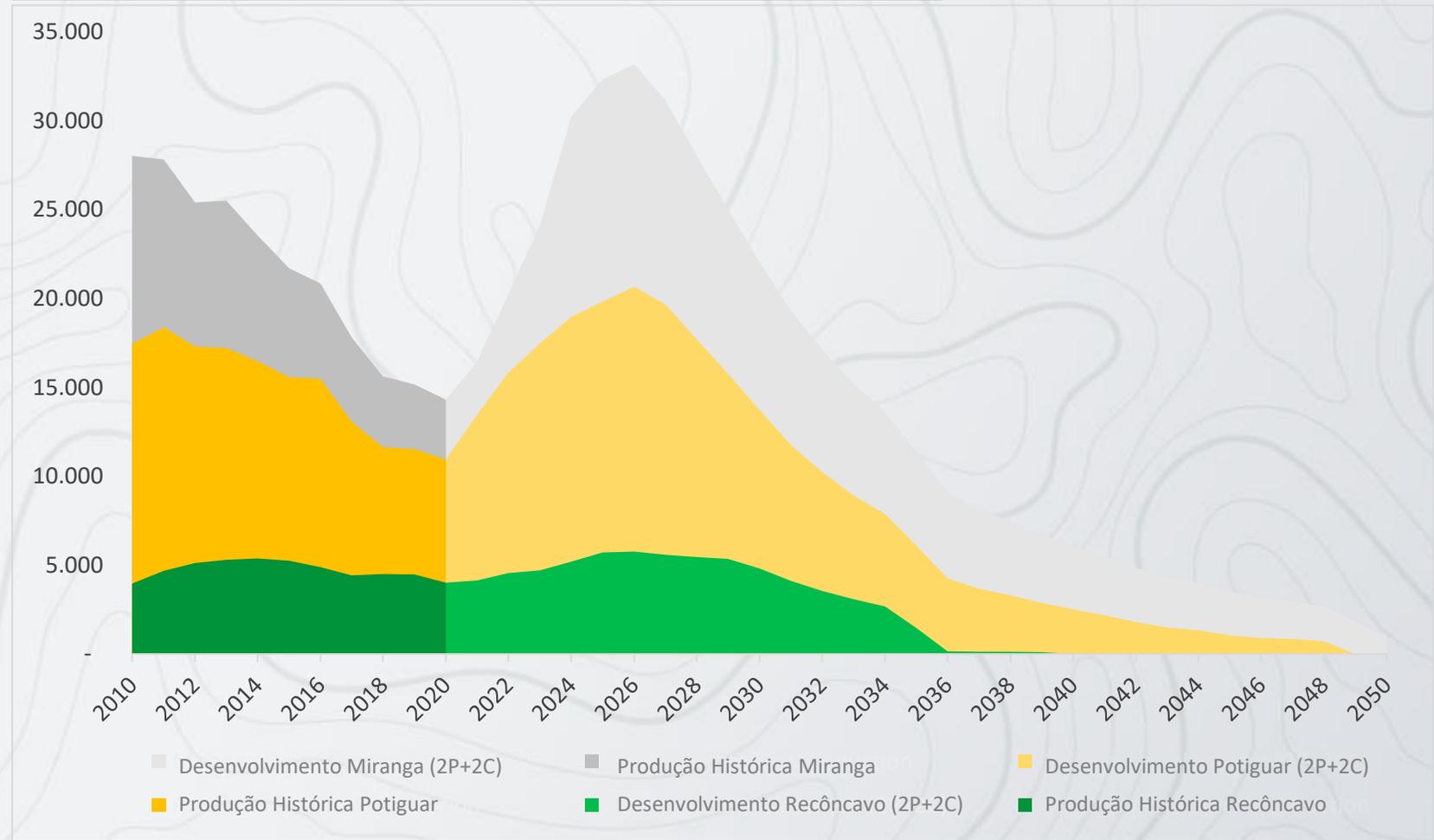


Portfólio de Ativos

Relatório de Certificação de Reservas NSAI



Produção Bruta Diária (media BOED)

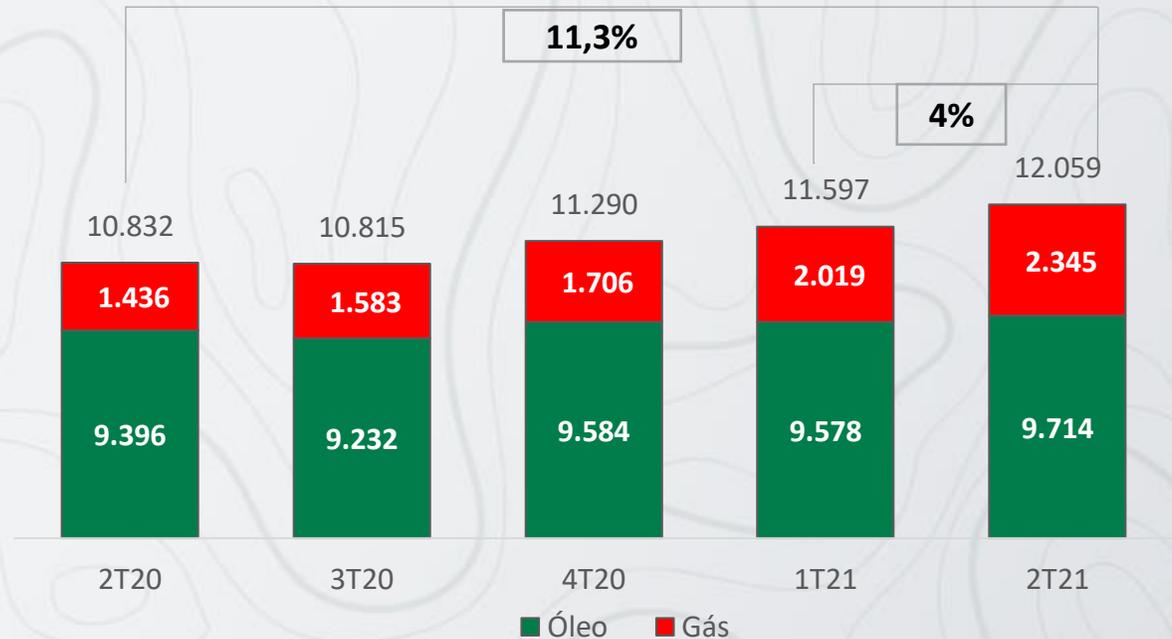


Fonte: Relatório de Reservas NSAI



Continuação da tendência de alta da produção com uma média de 12.059 BOED no 2T21

Produção Total PetroReconcavo (boed)



Retomada dos Investimentos após redução das atividades por impacto da pandemia e recuperação do Brent.



Produção Bruta Diária	Em Barris de Óleo Equivalente por dia - BOED		
	2T21	2T20	Δ%
DISTRITO RECÔNCAVO	3.694	4.128	-10,5%
DISTRITO POTIGUAR	8.364	6.704	24,8%
PRODUÇÃO BRUTA DIÁRIA	12.059	10.832	11,3%



Distrito Potiguar

Incremento de 24,8% na produção do 2T21 vs 2T20 e 7% na comparação com o 1T21



Produção Total Potiguar E&P	Em Barris de Óleo Equivalente por dia - BOED		
	2T21	2T20	Δ%
Óleo	6.580	5.735	14,7%
Gás	1.784	968	84,2%
Total Potiguar E&P	8.364	6.704	24,8%



Três sondas de produção terrestres operando no distrito no 2T21



Workovers 2T21 com foco no campo de **Lorena**; e em **Riacho da Forquilha**

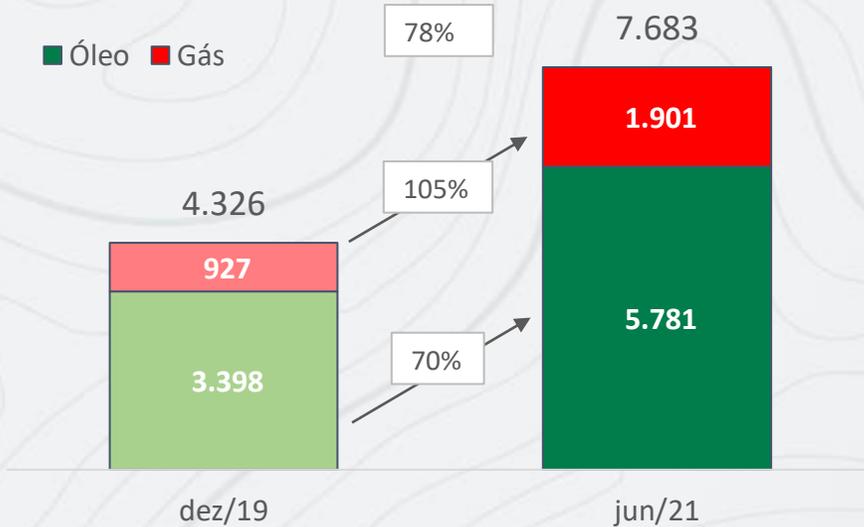


Incremento na produção de gás natural alinhado à melhora nas condições de comercialização

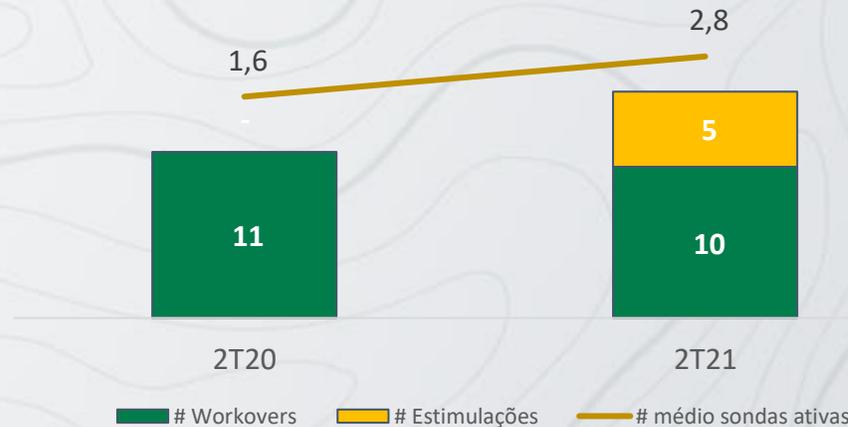


Como evento subsequente, início da campanha de **perfuração**

Produção 30 Campos Potiguar E&P (boed)



Distrito Potiguar – Número médio de Sondas ativas, Workovers e Estimulações



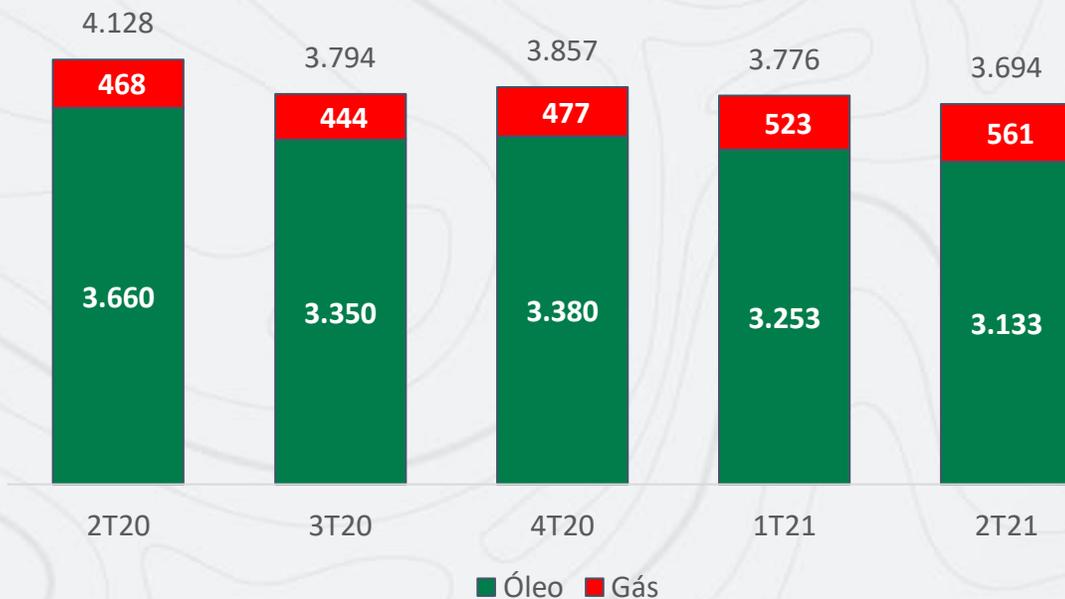


Distrito Recôncavo

Produção média de 3.694 boed no 2T21, 10,5% menor que no 2T20



Produção Total Distrito Recôncavo (boed)



Retomada dos Projetos de Workover no Distrito

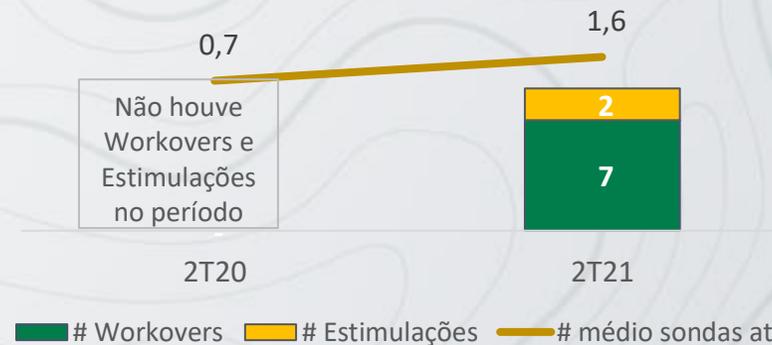


Redução no Backlog, mas registro de falhas em poços de alta vazão



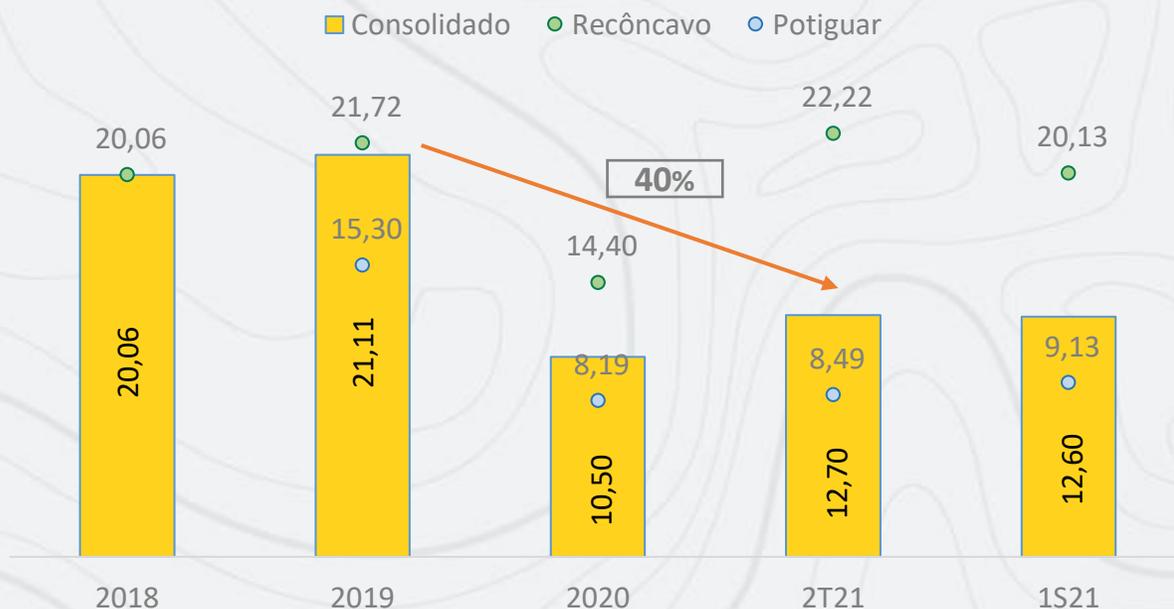
6 poços (160 boed) aguardando reconstrução da Linha do Satélite 01

Distrito Recôncavo – Número médio de sondas ativas, Workovers e Estimulações



Custo médio de produção de US\$12,70/boe no 2T21, 40% de redução em comparação a 2019

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



- Custos associados à retomada da produção e aceleração da manutenção de ativos;
- Com a **melhoria nos preços** do contrato de venda de gás, iniciamos um processo de **revitalização dos sistemas de compressão e escoamento de gás**;
- Aproximadamente R\$5 milhões de custos extraordinários referentes à transferência de operações da Sonangol e ociosidade da sonda de perfuração no período.
- Com o início das operações do **Polo Miranga na Bacia do Recôncavo**, objetivamos **capturar sinergias operacionais e financeiras**, com potencial redução dos custos médios de produção.
- em 2020, em virtude da pandemia, e impacto nos preços do Brent, a Companhia reduziu significativamente as atividades não críticas

Resultados Expressivos no Trimestre

Demonstrativos Financeiros - DRE

DRE Consolidada (em milhares de R\$)						
	1T21	1T20	Δ%	1S21	1S20	Δ%
Receita líquida	249.110	185.488	34,3%	494.898	381.036	29,9%
Custos e despesas	(117.756)	(66.521)	77,0%	(231.912)	(156.740)	48,0%
EBITDA	131.354	118.967	10,4%	262.986	224.296	17,2%
Depreciação, amortização e depleção	(68.381)	(53.107)	28,8%	(129.433)	(106.377)	21,7%
Lucro Operacional	62.973	65.860	-4,4%	133.553	117.919	13,3%
Resultado financeiro líquido	63.670	(85.454)	n.m.	(31.115)	(342.345)	n.m.
Impostos correntes	(17.986)	(5.316)	238,3%	(20.149)	(12.670)	59,0%
Impostos diferidos	(14.091)	9.754	-244,5%	(613)	85.899	-100,7%
Resultado líquido	94.566	(15.156)	n.m.	81.676	(151.197)	n.m.

Receita Líquida: aumento de 34% vs 2T20

Incremento da Produção e Valorização do preço da commodity, líquido dos instrumentos financeiros derivativos (hedge);

Custos e Despesas: aumento de 77% vs 2T20

Royalties; Custos associados à retomada da produção, aumento na estrutura corporativa e gastos não recorrentes;

Resultado Financeiro Líquido: Positivo em R\$63,67 milhões no trimestre. Impacto da valorização do real na dívida em Dólar;

Impostos: Aumento nos Impostos em razão do aumento de resultado; Prejuízo fiscal acumulado impactando nos impostos diferidos;

Resultado Líquido: Lucro de R\$94,56 milhões no trimestre e R\$81,67 milhões no acumulado do ano

Contratos de Hedge

Instrumentos de hedge contratos em aberto	Preço médio do exercício 30/06/2021	Quantidade 30/06/2021	Valor justo dos instrumentos de hedge 30/06/2021
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	58,52	527.860	(41.914)
De 3 a 6 meses	57,82	557.240	(40.252)
De 6 a 12 meses	56,10	993.200	(69.518)
De 1 a 2 anos	51,85	1.784.567	(132.766)
De 2 a 3 anos	53,13	1.281.000	(63.879)
Total	54,32*	5.143.867	(348.329)

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

No trimestre foram liquidados contratos de hedge com um volume líquido de 504 mil barris de petróleo, a um preço médio de US\$58,86/bbl

A Companhia deve manter hedgeada parte da sua produção líquida projetada (1P) dos 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.

Demonstrativos Financeiros - Fluxo de Caixa Resumido

Demonstração de fluxo de caixa consolidada (em milhares de R\$)						
	2T21	2T20	Δ%	1S21	1S20	Δ%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	126.643	(19.594)	-746,3%	102.438	(224.426)	-145,6%
Depreciação, amortização e depleção	68.381	53.107	28,8%	129.433	106.377	21,7%
Juros e variações cambiais, líquidas	(102.997)	77.641	-232,7%	872	326.270	-99,7%
Baixas do imobilizado e de arrendamentos	24.470	3.044	703,9%	56.740	23.521	141,2%
Outros ajustes ao lucro	2.830	(813)	-448,1%	8.586	9.787	-12,3%
Varição de ativos e passivos	16.825	2.877	484,8%	(8.492)	(31.980)	-73,4%
Juros pagos	(15.564)	(22.144)	-29,7%	(31.331)	(32.129)	-2,5%
Caixa gerado pelas atividades operacionais	120.588	94.118	28,1%	258.246	177.420	45,6%
Adições ao imobilizado e ao intangível	(61.073)	(10.352)	490,0%	(187.078)	(61.070)	206,3%
Aplicações financeiras	(872.773)	(73.957)	1080,1%	(870.548)	(130.591)	566,6%
Caixa aplicado nas atividades de investimento	(933.846)	(84.309)	1007,6%	(1.057.626)	(191.661)	451,8%
Captação de financiamento	-	-	n.a.	60.479	-	n.a.
Amortização de financiamentos e arrendamentos mercantis	(73.480)	(7.676)	857,3%	(134.653)	(10.785)	1148,5%
Aumento de capital social, líquido de custo para emissão	1.111.648	1.015	109422,0%	1.111.648	3.375	32837,7%
Caixa gerado (aplicado) nas atividades de financiamento	1.038.168	(6.661)	-15685,8%	1.037.474	(7.410)	-14101,0%
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	224.910	3.148	7044,5%	238.094	(21.651)	-1199,7%

Caixa gerado pelas atividades operacionais: aumento de 28% vs 2T20

Maior resultado operacional no período e ganhos no capital de giro;

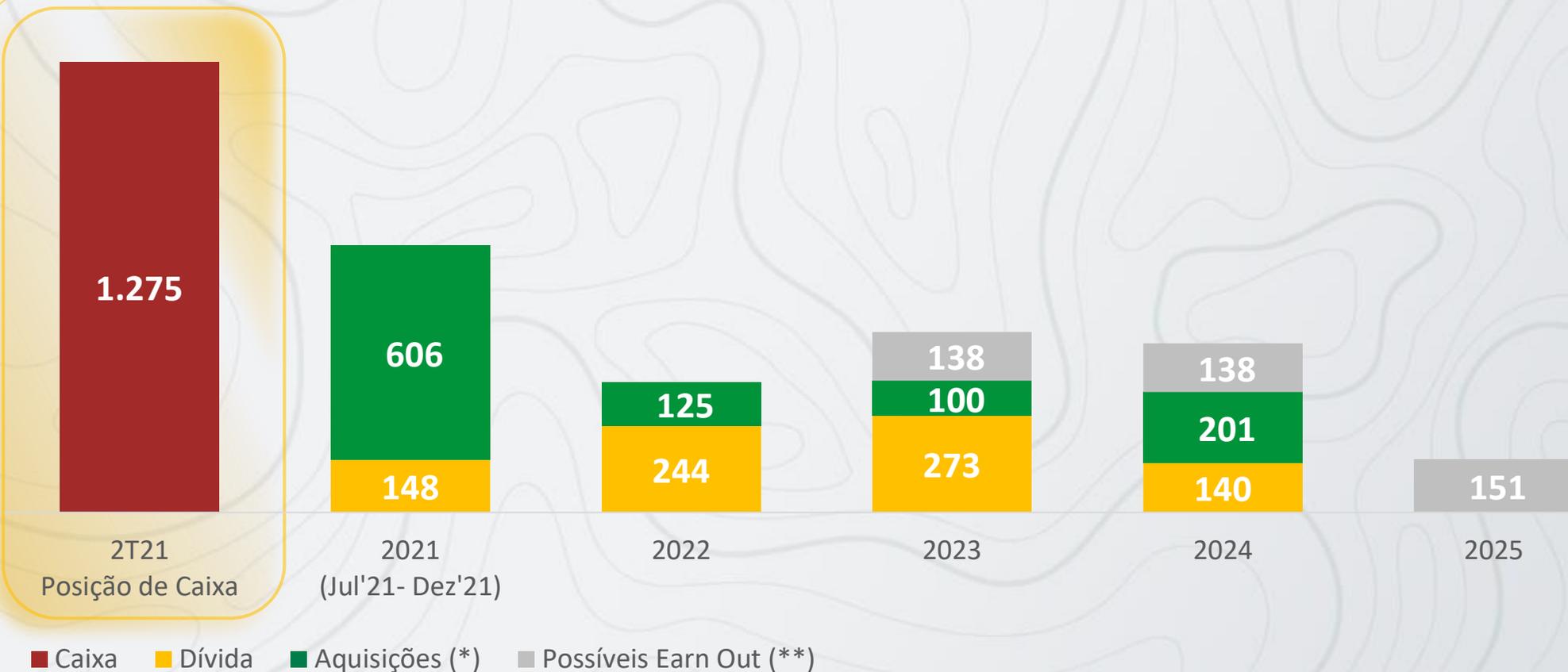
Caixa aplicado nas atividades de investimento: 1008% maior que 2T20

Aceleração do programa de investimentos; e aplicações financeiras de parte dos recursos obtidos com a abertura de capital da Companhia;

Caixa gerado nas atividades de financiamento: R\$ 1,038 milhões

Decorrente dos recursos obtidos com a abertura de capital da Companhia e amortizações de dívidas conforme cronograma existente

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



(*) Aquisição consideram a taxa de dólar de 30/06/2021

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

LEADING THE ONSHORE
TRANSFORMATION
IN BRAZIL



Próximos passos



Preparação para **assumir como concessionário os Polos de Miranga e Remanso**



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



Busca ativa por novas oportunidades dentro do Novo Mercado do Gás



Continuar a desenvolver oportunidades de M&A, incluindo o processo de Desinvestimento da Petrobras, visando adquirir novos polos de produção *onshore* de petróleo e gás