

Divulgação de Resultados 2T21

Teleconferência 2T21

03 de agosto de 2021

Português
15h00 (BRA)

Inglês
14h00 (NYC)

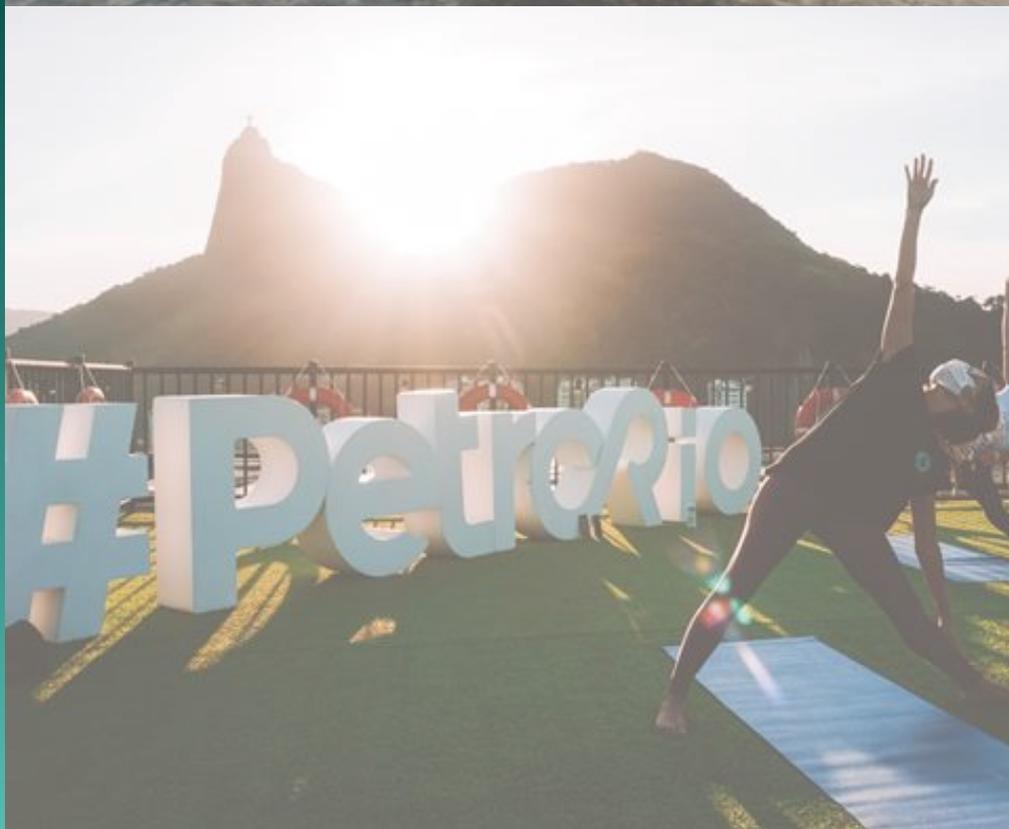
Webinar: [clique aqui](#)

O link para o Webinar também está disponível no website de Relações com Investidores: ri.petroriosa.com.br

A teleconferência será realizada em português com tradução simultânea para inglês.

Relações com Investidores

www.petroriosa.com.br
ri@petroriosa.com.br
+55 21 3721-2129

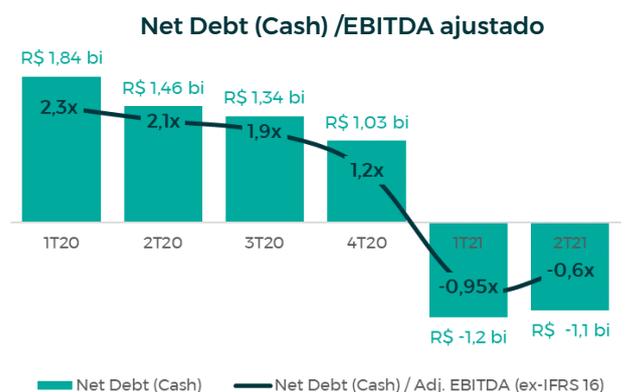
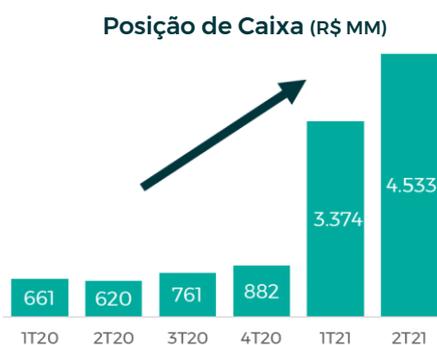
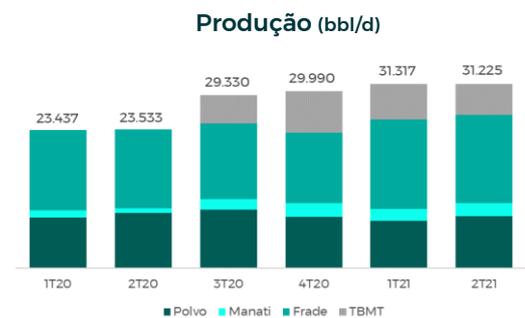
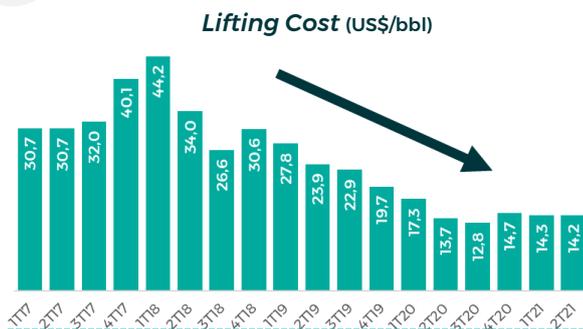


Rio de Janeiro, 02 de agosto de 2021 - A Petro Rio S.A. ("PetroRio" ou "Companhia") (B3: PRIO3) apresenta seus resultados referentes ao segundo trimestre de 2021 ("2T21"). As informações financeiras e operacionais descritas a seguir, exceto onde indicado o contrário, são apresentadas em bases consolidadas e em Reais (R\$) de acordo com os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS), e incluem as subsidiárias diretas da Companhia: Petro Rio O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda., Petro Rio Internacional S.A., PetroRioUSA Inc., e suas respectivas subsidiárias e filiais.

Informações sobre a ação (pós desdobramento)		Evolução PRIO3 x Ibovespa 12 meses	
Ticker (B3)	PRIO3		
# Ações emitidas ex-tesouraria	839.159.130		
Market Cap (30/06/2021) ex-tesouraria	R\$ 16.355.211.444		
Último preço (30/06/2021)	R\$ 19,49		
Variação de preço - 12 meses	175%		
Média diária de negociação - 90 dias	R\$ 165.581.129		

DESTAQUES DO PERÍODO

- ✓ Receita líquida de R\$ 1 bilhão, a maior já registrada
- ✓ Lucro líquido (ex-IFRS 16) de R\$ 305 milhões
- ✓ EBITDA ajustado (ex-IFRS 16) de R\$ 643 milhões no trimestre (vs. R\$ 175 milhões no 2T20)
- ✓ Aproximadamente 2,8 milhões de barris vendidos e produção média de 31 Mboepd
- ✓ Aprovação do Plano de Desenvolvimento de Frade pela ANP
- ✓ Aprovação da aquisição das participações de Wahoo e Itaipu pela ANP
- ✓ Emissão de US\$ 600 milhões em *bonds*, com livro 5x *oversubscribed*
- ✓ Conclusão do *tieback* entre Polvo e Tubarão Martelo



MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

“Assim como no trimestre anterior, concluímos o segundo trimestre com novas conquistas tanto para a Companhia como para a sociedade de forma geral. Vemos o programa mundial de vacinação ganhando força, salvando vidas, refletindo-se no ambiente econômico global e levando o Brent a níveis superiores a \$ 70/barril.

Na PetroRio, continuamos vigilantes em relação ao COVID-19 e ao bem-estar. A saúde e segurança dos nossos colaboradores é prioridade, e temos a satisfação de poder dizer que em mais de um ano de pandemia, não tivemos grandes impactos devido ao vírus. Da mesma maneira, mantivemos as iniciativas de bem-estar físico e mental para as nossas equipes.

O foco do time de operações foi, sem dúvida, a finalização do tieback de Tubarão Martelo e Polvo, que ocorreu na primeira quinzena de julho. O empenho das equipes em concluir esse projeto, que durou mais de um ano e meio entre sua concepção e conclusão, dentro do prazo e abaixo do custo originalmente orçado, nos trouxe orgulho e gratidão. Este projeto vai gerar economias anuais de \$50 milhões para a Companhia, um passo crucial na estratégia de redução de custos que perseguimos para gerar valor aos nossos acionistas.

A execução meticulosa dos projetos por parte do nosso time reforça a nossa confiança para encararmos os próximos desafios, como por exemplo, as perfurações em Frade e Wahoo, que serão iniciadas em 2022, com a contratação recém anunciada da sonda NORBE VI.

No lado das aquisições, obtivemos recentemente as aprovações da ANP para a conclusão das transações envolvendo Wahoo e Itaipú, consolidando a PetroRio como operadora dos ativos e, assim, possibilitando o início das etapas necessárias para declaração comercialidade, apresentação do Plano de Desenvolvimento e início do desenvolvimento.

Por fim, também alongamos todo nosso passivo financeiro com a emissão de \$ 600 milhões em bonds de 5 anos, uma dívida internacional que, junto com o follow-on realizado no 1T21, consolida o acesso ao mercado de capitais da PetroRio. A emissão foi de volume maior do que originalmente pretendido e taxa inferior, demonstrando a capacidade de execução e diminuição de risco da Companhia.

Continuamos muito animados com a trajetória da Companhia e recuperação das economias mundiais, e estamos ansiosos para continuar desenvolvendo os projetos que temos anunciado. Gostaríamos de agradecer mais uma vez os nossos colaboradores por sua dedicação e entrega ímpares, possibilitando as conquistas que a Companhia tem alcançado.”

DESEMPENHO OPERACIONAL

	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	2T21 X 2T20	2T21 X 1T21
Brent Médio	\$ 33,39	\$ 43,34	\$ 45,26	\$ 61,32	\$69,08	106,9%	12,7%
Preço Médio de Venda	\$ 35,09	\$ 42,71	\$ 46,26	\$ 62,19	\$ 66,85	90,5%	7,5%
Tx Câmbio Média	5,39	5,38	5,40	5,48	5,29	-1,7%	-3,5%
Tx Câmbio Final	5,47	5,61	5,19	5,70	5,00	-8,5%	-12,2%
Offtakes (kbbbl)							
Campo de Frade (100%)	950	993	1.943	1.021	1.530	61,1%	49,9%
Campo de Polvo (100%)	447	1.002	988	515	995	122,7%	93,3%
Campo de Tubarão Martelo (80%)	-	403	794	392	312	n/a	-20,4%
Total PetroRio	1.396	2.397	3.724	1.928	2.837	103,2%	47,2%
Produção (boepd)							
Campo de Frade (100%) ¹	13.380	12.838	11.928	15.086	14.941	11,7%	-1,0%
Campo de Polvo (100%) ²	9.446	9.965	8.747	8.019	8.843	-6,4%	10,3%
Campo de Tubarão Martelo (80%) ²	-	4.787	7.030	6.128	5.250	n/a	-14,3%
Campo de Manati (10%)	707	1.740	2.285	2.084	2.191	209,9%	5,1%
Total PetroRio	23.533	29.330	29.990	31.317	31.225	32,7%	-0,3%
Lifting Cost (US\$/bbl)							
PetroRio	13,7	12,8	14,7	14,3	14,2	3,9%	-0,3%

¹ Até 5 de fevereiro de 2021, a PetroRio detinha 70% da Operação no Campo. Após a conclusão da aquisição da participação de 30% da Petrobras no 1T21, este percentual aumentou para 100%.

² Com a conclusão do *tieback*, em julho de 2021, a PetroRio passará a ter direito a 95% do óleo produzido por Polvo e Tubarão Martelo combinados.

Um dos principais destaques do trimestre, a produção total da Companhia, teve um aumento de 33% quando comparado ao mesmo período de 2020, resultado da aquisição de 80% do Campo de **Tubarão Martelo**, concluída em 3 de agosto de 2020, além da quantidade de barris vendidos no trimestre, que teve um incremento de 103% quando comparado ao mesmo período do ano passado e 47% quando comparado ao trimestre anterior.

No segundo trimestre do ano, a Companhia realizou cinco *offtakes*, três em abril e dois em junho, totalizando venda de aproximadamente 2,8 milhões de barris, sendo 995 mil no Campo de **Polvo**, 1,5 milhão de barris em **Frade** e 312 mil barris em **TBMT**, com preço médio bruto de vendas de US\$ 66,85.

O volume produzido de **Frade** no segundo trimestre de 2021 foi em linha com o volume produzido no trimestre anterior, com o aumento de participação no Campo, de 70% para 100%, parcialmente compensado pela parada programada de 10 dias realizada no FPSO Frade entre abril e maio.

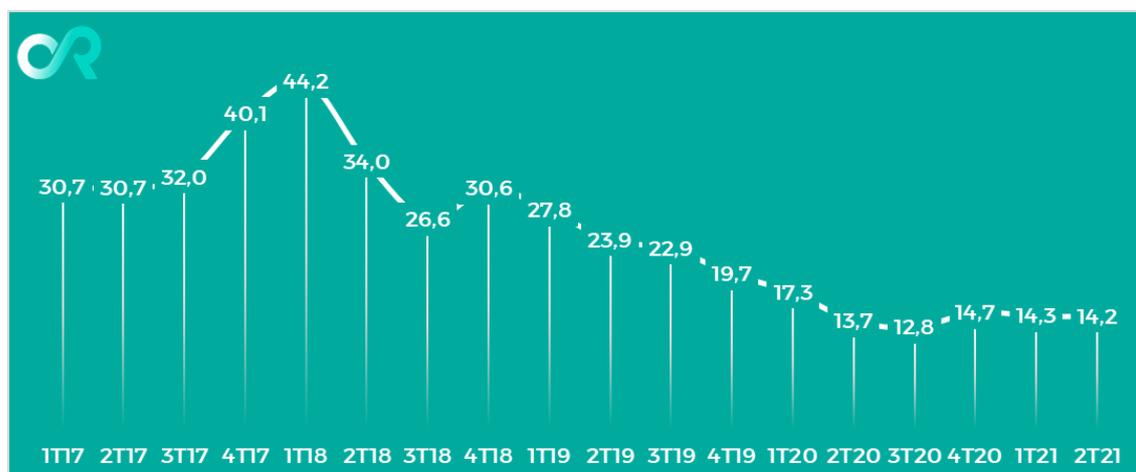
No Campo de **Polvo**, a produção do trimestre foi 10% superior à do trimestre anterior e apresentou redução de 6% na comparação com o mesmo período de 2020. A perfuração e início da produção do POL-K em maio aumentou a produtividade do campo, que foi afetada negativamente pela restrição da produção em alguns poços, como consequência dos problemas de processamento de água no FPSO Polvo, que estava afretado ao campo e operado pela BW Offshore.

Em **Tubarão Martelo**, a produção do 2T21 foi 14% inferior à do 1T21, impactada pela parada na produção do poço TBMT-8H desde março por falha da bomba centrífuga submersível (BCS). O *workover* da bomba vem sendo executado, após passar por dificuldades no processo de retirada e assentamento da coluna de produção para a realização da troca de bomba, com expectativa de conclusão em agosto. Além disso, no final do mês de junho, a

produção em Tubarão Martelo foi parada por 7 dias para realização de adequações necessárias no FPSO para a conclusão de uma das etapas finais do *tieback*, afetando também a média de produção do Campo.

Desde o início do *turnaround* da Companhia, que consolidou sua estratégia de crescimento através da aquisição e desenvolvimento de ativos em produção, a PetroRio trabalha para aumentar seus níveis de produção e racionalizar seus custos, mantendo sempre os níveis de excelência em responsabilidade ambiental, segurança e eficiência operacional. A PetroRio acredita que a melhor proteção contra a volatilidade do *Brent* é a redução de seu *lifting cost* por barril e esse continuará sendo um pilar dos atuais e futuros projetos. Abaixo, a Companhia apresenta a evolução do seu *lifting cost* por barril desde o início de 2017.

Lifting Cost PetroRio (Em US\$/boe)

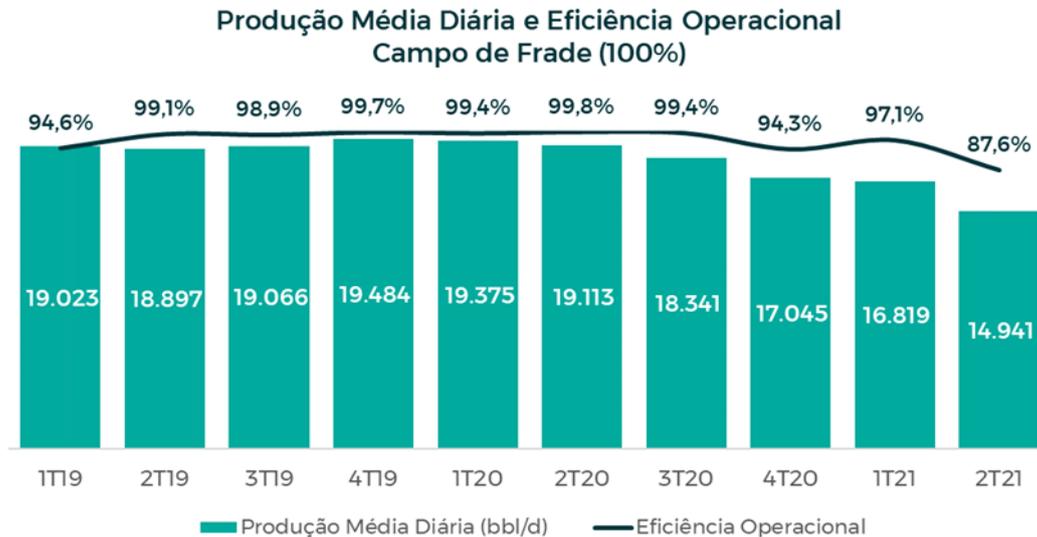


O *lifting cost* do 2T21 foi negativamente impactado pela parada de produção do poço TBMT-8H e pelas paradas programadas em **Frade** e **Tubarão Martelo**, em maio e junho, respectivamente. Em contrapartida, o início da produção do POL-K em **Polvo** e a redução de alguns custos operacionais em **Polvo** e **TBMT** impactaram positivamente o *lifting cost*, contrabalanceando a redução da produção e reduzindo este indicador, quando comparado com o 1T21.

A PetroRio continuará com sua estratégia de redução de *lifting cost* ao longo dos próximos meses, com o *tieback* do Campo de **Tubarão Martelo** com o Campo de **Polvo**, concluído em julho de 2021. O projeto possibilitará uma redução de custos operacionais ("OPEX") de US\$ 50 Milhões ao ano, consequentemente reduzindo o *lifting cost* da Companhia.



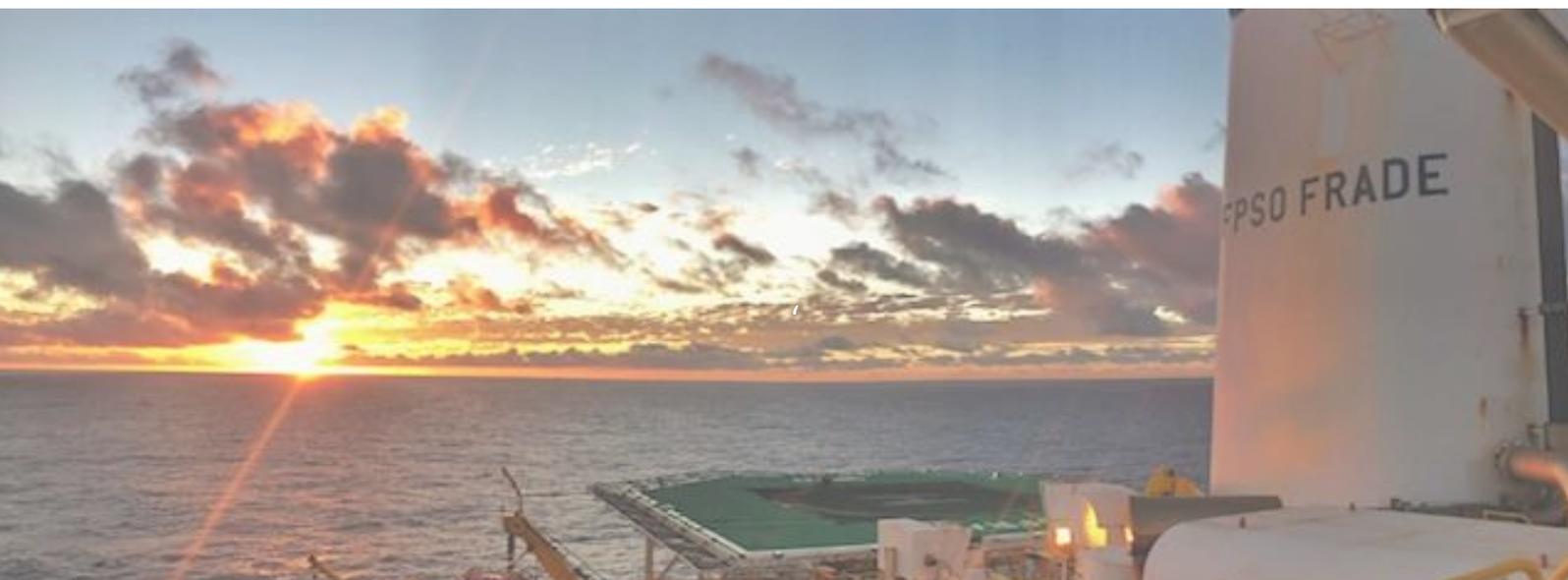
A eficiência operacional no trimestre ficou em 87,6%, devido à parada programada para manutenção no FPSO **Frade**, realizada entre abril e maio. Em junho, sem o impacto da parada, a eficiência operacional do Campo se manteve acima de 96%. O gráfico abaixo ilustra o histórico da média de produção diária e a eficiência operacional dos últimos trimestres, sendo a PetroRio operadora do ativo desde 26 de março de 2019:



A PetroRio mantém em seu portfólio de projetos o Plano de Revitalização do Campo de **Frade**, que busca aumentar o fator de recuperação do ativo e atende às condições da ANP para a extensão da concessão até 2041, como divulgado na aprovação do Plano de Desenvolvimento do Campo pela ANP. O projeto global considera a perfuração de quatro poços produtores e três injetores, que foram selecionados com base na maximização do fator de recuperação do campo.

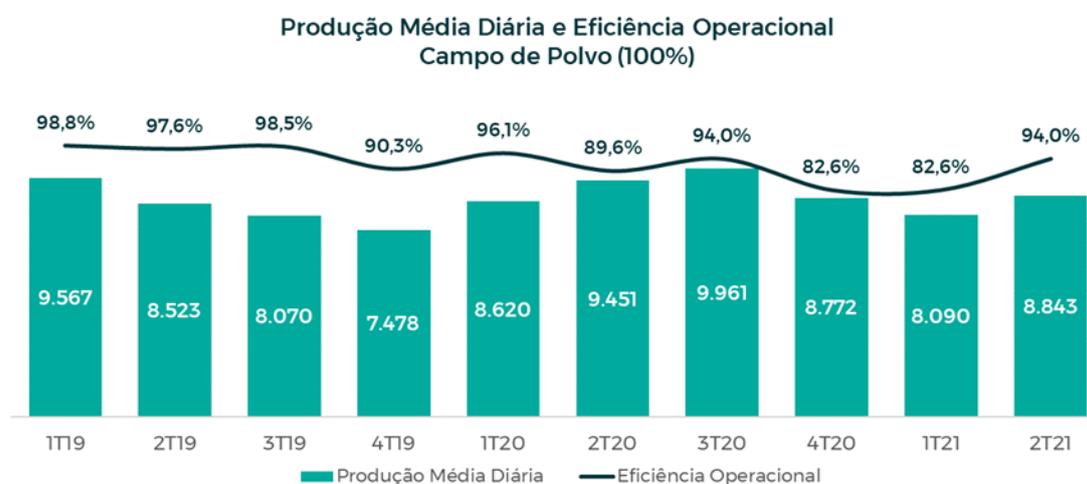
A primeira fase do Plano de Revitalização do Campo de **Frade** incluirá a perfuração de um poço produtor e dois poços injetores horizontais, com previsão de início a partir de março de 2022. O Plano de Desenvolvimento de **Frade** foi aprovado pela ANP, que na mesma decisão autorizou a retomada imediata da injeção de água em dois poços injetores existentes, já em operação no momento da divulgação deste relatório.

Adicionalmente, a Companhia assinou com a Ocyan Drilling S.A. a contratação da sonda NORBE VI, que realizará a perfuração dos poços previstos no Plano de Revitalização de **Frade**. A sonda, construída em 2010, é uma plataforma de perfuração semissubmersível, com posicionamento dinâmico capaz de operar em lâmina d'água de até 2,4 mil metros e perfurar poços até 7,5 mil metros.

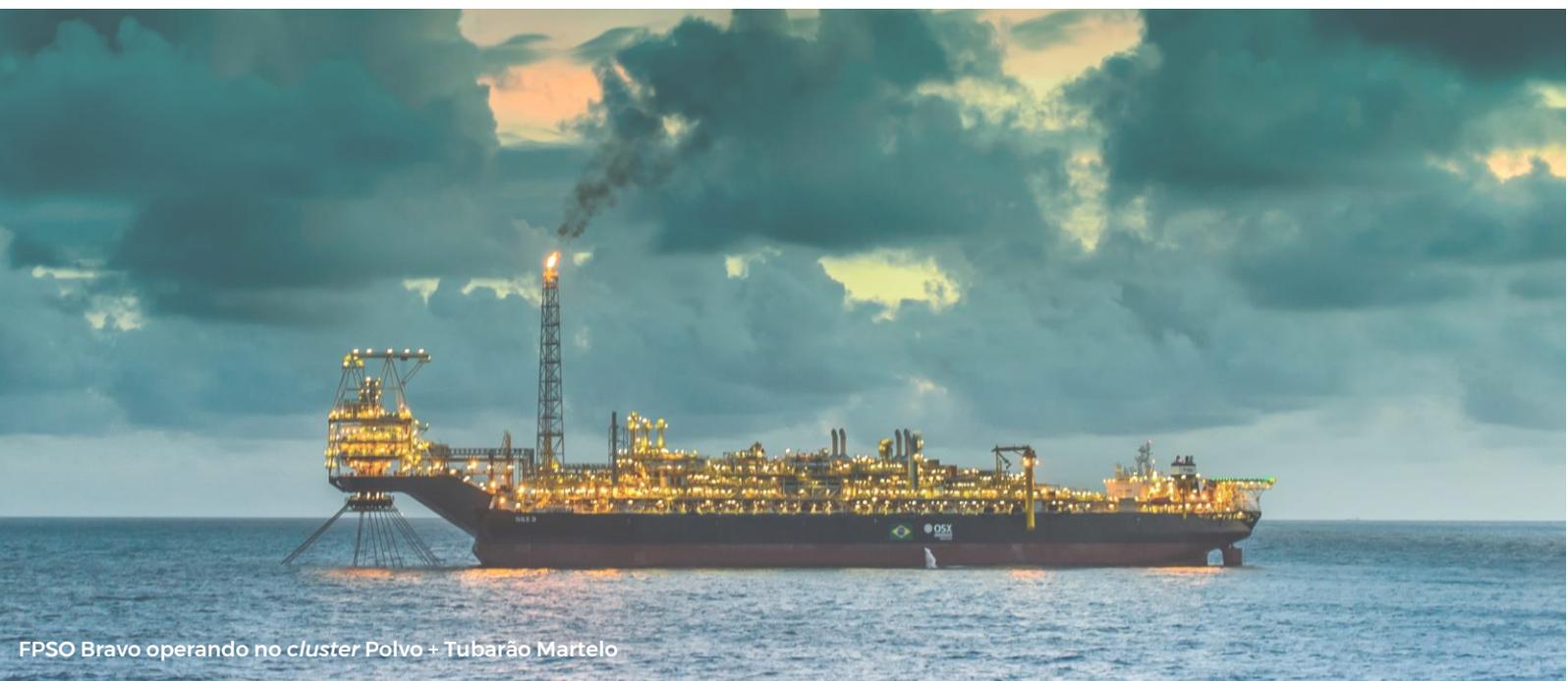


O Campo de **Polvo** apresentou média de produção diária 10% superior ao trimestre anterior, com o início da produção do POL-K. Esse resultado ainda não está 100% refletido na média de produção total do campo, uma vez que nos últimos meses a produção de alguns poços em **Polvo** foi reduzida para minimizar os efeitos dos problemas com processamento de água produzida enfrentados pelo FPSO Polvo, que foi desligado do Campo, uma vez que foi concluído o *tieback* entre a Plataforma Polvo-A e o FPSO Bravo. Tal problema também explica a redução de 6% na produção, quando comparada com o mesmo período do ano anterior.

A eficiência operacional de **Polvo** no trimestre foi de 94%, afetada principalmente pelos problemas com processamento de água produzida enfrentados pelo FPSO Polvo, afretado ao campo e operado pela BW Offshore. O gráfico abaixo ilustra a produção e a eficiência do campo desde 2019:

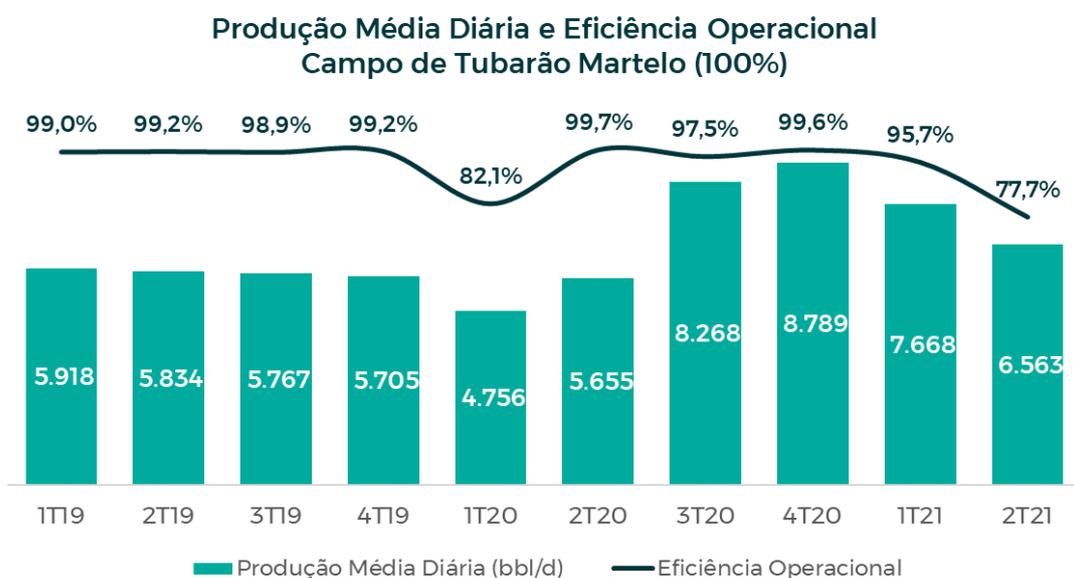


Com a finalização do *tieback*, concluído em julho de 2021, a Companhia, que atualmente possui direito à 100% do óleo de **Polvo**, passa a ter direito à 95% do óleo produzido por **Polvo** e **Tubarão Martelo**.



Em **Tubarão Martelo**, a produção do 2T21 foi 14% inferior à do trimestre anterior, e a eficiência teve redução de 18 pontos percentuais, impactadas pelo *shutdown* do poço TBMT-8H, parado desde março devido à falha da bomba centrífuga submersa (BCS), que estava em operação desde o início da produção do Campo. O *workover* da bomba vem sendo executado, após passar por algumas dificuldades no processo de retirada e assentamento da coluna de produção para a realização da troca de bomba, com expectativa de conclusão em agosto.

A média de produção e a eficiência do trimestre também foram impactadas pela parada programada realizada no ativo no final de junho para realização de adequações necessárias no FPSO para a conclusão de uma das etapas finais do *tieback*. Sendo assim, a eficiência do campo ficou em 84% em abril e maio, devido à falha na BCS, e 65% em junho, como consequência da parada.



Com a finalização do *tieback*, concluído em julho de 2021, a Companhia, que atualmente possui direito à 80% do óleo de **Tubarão Martelo**, passa a ter direito à 95% do óleo produzido por **Polvo** e **Tubarão Martelo**.

Adicionalmente, a Companhia informa que após o *workover*, dará início à completação do sexto poço de **Tubarão Martelo**, o TBMT-10HP, com previsão de conclusão para setembro de 2021.

Spools com as linhas flexíveis do *tieback*, antes da mobilização



TIEBACK ENTRE POLVO E TUBARÃO MARTELO

A PetroRio concluiu, em 14 de julho, o projeto de conexão dos campos de **Polvo + TBMT**, se tornando a primeira empresa independente a criar um polo (“*cluster*”) privado de produção de campos maduros na região da Bacia de Campos.

O projeto de interligação entre a Plataforma Polvo-A e o FPSO Bravo, que teve duração total de 11 meses e custo de US\$ 45 milhões, possibilitará uma redução de custos operacionais (“OPEX”) da ordem de US\$ 50 milhões por ano para a PetroRio, correspondentes ao valor de *leasing* do FPSO Polvo, atualmente afretado ao campo e operado pela BW Offshore, e gastos com manutenção e diesel. O custo total de operação do *cluster*, que estava em cerca de US\$ 120 milhões por ano, será reduzido a aproximadamente US\$ 70 milhões por ano.

A redução dos custos absolutos do novo *cluster* permitirá que mais óleo seja recuperado nos reservatórios, durante um maior período, aumentando consideravelmente o fator de recuperação dos campos. De acordo com o relatório de certificação de reservas da DeGolyer and MacNaughton (“D&M”), publicado este ano, o *cluster* tem vida econômica até 2037 (ao considerarmos as reservas provadas 1P), o que representa uma extensão de 10 anos para **Polvo** e 12 anos para **Tubarão Martelo**.

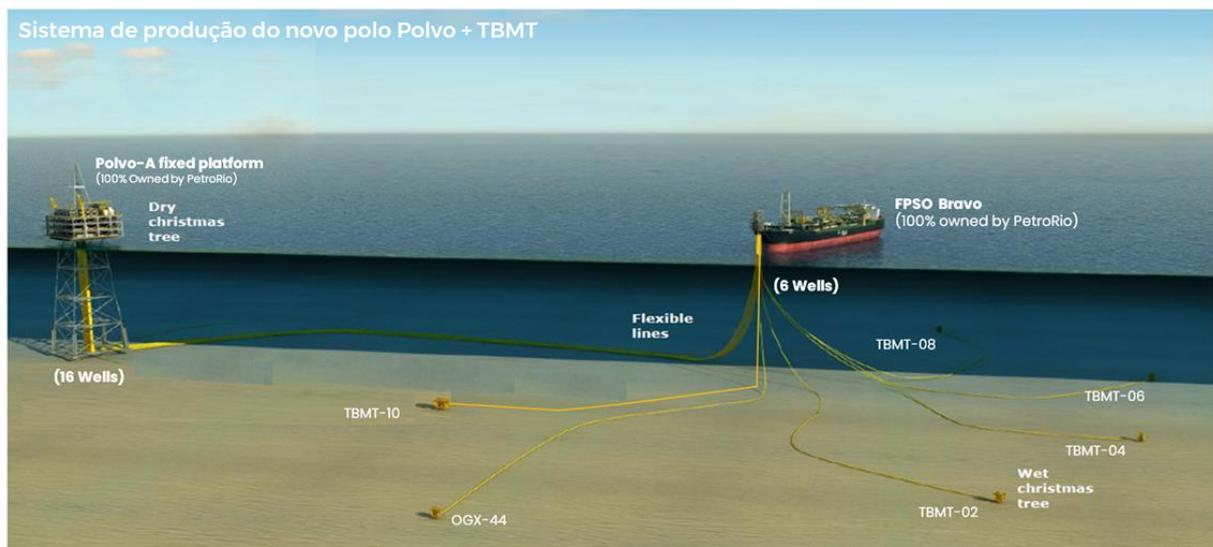
O FPSO Bravo, construído e entregue ao Campo de **TBMT** em 2013, possui alta confiabilidade operacional e alta capacidade de processamento e armazenamento de óleo, propiciando maior eficiência operacional para o Campo de **Polvo**.

Do ponto de vista ambiental, a formação do cluster também é bastante promissora. As sinergias reduzirão as emissões do polo de 18,6 para 15,1 kg de CO2 por barril produzido (aproximadamente 23% de redução) após a conclusão do *tieback*, tornando a operação mais sustentável, e menos impactante ao meio ambiente.

Desde a conclusão, em julho, a PetroRio passou a ter o direito sobre 95% do óleo do polo **Polvo + TBMT** até os primeiros 30 milhões de barris de óleo produzido, e 96% do óleo do polo após 30 milhões de barris produzidos, assim como será responsável por 100% dos custos de Opex, Capex e abandono dos campos.

A distância do *tieback* entre a plataforma Polvo-A e o FPSO Bravo é de 11 quilômetros, compreendendo 22 quilômetros de linhas instaladas, entre a linha de produção (*flowline*) e umbilical elétrico. Na fase final do projeto, foram realizadas duas paradas programadas, de 10 dias em **Polvo** e 7 dias em **TBMT**, para adequações no sistema elétrico, nas linhas de produção e no processamento de óleo e água produzida.

O sucesso na implementação desse projeto, de grande relevância para a estratégia da PetroRio, demonstra grande capacidade de execução e pontualidade de seus times de projetos operacionais, que se mostram aptos para implementar os projetos futuros, como a Revitalização de **Frade**, o desenvolvimento de **Wahoo** e o projeto de interligação de **Frade** e **Wahoo**.



Em 17 de junho e 8 de julho de 2021, a PetroRio anunciou a conclusão das aquisições de participações de 35,7% e 28,6% no Campo de **Wahoo**, respectivamente.

Com a transação, a PetroRio passa a deter 64,3% do Campo, e visa a criação de um segundo *cluster* de produção através da interligação (*tieback*) de **Wahoo** a **Frade** dando sequência a estratégia de otimização operacional dos seus ativos. O primeiro óleo de **Wahoo** está previsto para o início de 2024.

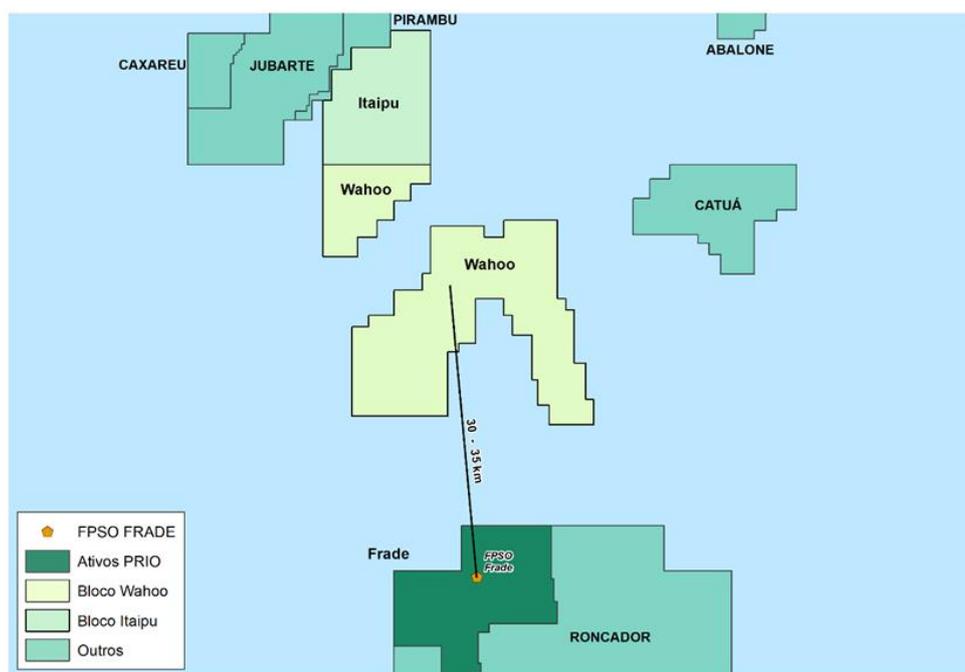
Wahoo, com descoberta de óleo em 2008 e teste de formação realizado em 2010, tem potencial para produzir aproximadamente 125 milhões de barris 1P (100% do campo), de acordo com o relatório de certificação de reservas da DeGolyer & MacNaughton (“D&M”). A Companhia estimou uma produtividade média inicial de aproximadamente 10.000 barris por dia por poço e uma produção total que alcançará os 40.000 barris por dia, de acordo com os resultados do teste de formação realizado em poço exploratório.

O projeto base de **Wahoo** contempla a perfuração de quatro poços produtores e dois poços injetores, assim como a conexão entre os poços e o FPSO de **Frade**. O CAPEX estimado inicialmente do projeto como um todo é dividido em US\$ 300 milhões para o *tieback*, US\$ 360 milhões para a perfuração dos poços, US\$ 100 milhões para equipamentos *subsea* e US\$ 40 milhões para ajustes no FPSO de **Frade** e outros itens.

Adicionalmente, a Companhia assinou com a Ocyan Drilling S.A. a contratação da sonda NORBE VI, para o início da Campanha de Revitalização do Campo de **Frade** e do desenvolvimento de **Wahoo**. O contrato entrará em vigor em março de 2022 e possibilitará a perfuração de 3 poços em **Frade** (1 produtor e 2 injetores) seguidos dos 4 poços produtores em **Wahoo**. O período inicial do contrato será de 500 dias, e a PetroRio terá a opção de estender o prazo por mais 350 dias adicionais, em incrementos de 70 dias.

Por fim, os próximos passos do desenvolvimento de **Wahoo** são:

- 1) Assinatura do Aditivo ao Contrato de Concessão (concluído);
- 2) Início dos “Cash Calls” aplicáveis, referentes a execução do plano de desenvolvimento do campo (concluído);
- 3) Declaração de Comercialidade;
- 4) Apresentação de Plano de Desenvolvimento;
- 5) Início do projeto de perfuração e interligação;
- 6) Primeiro óleo de Wahoo.



O volume de gás líquido vendido no trimestre foi de 2.191 boepd, 5% acima do trimestre anterior e 210% acima do registrado no mesmo período do ano anterior. O aumento observado na comparação ano contra ano se deve à suspensão da compra de gás e parada de produção observada durante o 2T20, por consequência da pandemia.

O custo de operação, composto por custos diretos excluindo a depreciação, foi de R\$ 6 milhões, 6% abaixo dos R\$ 6,4 milhões registrados no 1T21 e 18% acima do registrado no 2T20. Outros R\$ 2,6 milhões foram pagos como *royalties* e participações especiais pelos direitos de exploração do ativo.

O investimento na aquisição de **Manati** realizado em 2017 por aproximadamente R\$ 116 milhões (US\$ 37 milhões à época), teve *payback* de 2 anos e TIR nominal de 66% para o projeto. Em 5 de novembro de 2020, foi anunciada a alienação da participação de 10% detida pela Companhia no Campo de **Manati** por R\$ 144,4 milhões. A transação está sujeita a condições precedentes, dentre as quais está o êxito da Gas Bridge na aquisição da operação de **Manati** da Petrobras. A data efetiva da venda foi de 31 de dezembro de 2020 e a operação tem eficácia econômica retroativa desde 1º de janeiro de 2021.

Este movimento faz parte da estratégia de geração de valor da Companhia através de uma gestão dinâmica de seu portfólio de ativos, e reforça o foco da PetroRio nos ativos operados que compõem o cerne do seu negócio.



DESEMPENHO FINANCEIRO

A PetroRio apresenta abaixo o desempenho financeiro com e sem o impacto das mudanças no IFRS 16, e representações dos lançamentos contábeis não-caixa e não recorrentes e seus impactos nas demonstrações quando ilustradas em Reais.

No trimestre, os principais fatores que impactaram o desempenho financeiro da PetroRio foram (i) o expressivo volume de *offtakes* realizados no trimestre, totalizando 2,8 milhões de barris vendidos; e (ii) a recuperação do preço do *brent*, que atingiu uma média de US\$ 69,08 por barril no trimestre, compensando a queda observada ao longo do ano de 2020.

A valorização do real frente ao dólar no segundo trimestre teve um impacto não-caixa positivo de R\$ 265 milhões ex-IFRS (R\$ 305 milhões com IFRS 16), que contribuiu ao resultado líquido positivo da companhia neste segundo trimestre.

Resultados do Período

(Em milhares de R\$)

	Ex IFRS-16			Acumulado - Ex IFRS-16			Inclui IFRS-16		
	2T20	2T21	Δ	6M20	6M21	Δ	2T20	2T21	Δ
Receita Total	312.292	1.022.837	228%	535.454	1.678.171	213%	312.292	1.022.837	228%
Custos de Produto Vendido	(87.288)	(250.791)	187%	(205.205)	(391.696)	91%	(55.858)	(169.355)	203%
Royalties	(21.129)	(82.200)	289%	(53.357)	(115.444)	116%	(21.129)	(82.200)	289%
Resultado das Operações	203.875	689.846	238%	276.892	1.171.031	323%	235.305	771.282	228%
Despesas gerais e administrativas	(28.703)	(46.978)	64%	(69.015)	(100.188)	45%	(27.312)	(45.555)	67%
Outras receitas (despesas) operacionais	113.822	(62.186)	n/a	228.925	(82.436)	n/a	113.822	(62.186)	n/a
EBITDA	288.994	580.683	101%	436.802	988.406	126%	321.815	663.542	106%
Margem EBITDA	93%	57%	-36 p.p.	159%	119%	-40 p.p.	103%	65%	-38 p.p.
Depreciação e amortização	(197.895)	(235.960)	19%	(303.222)	(342.051)	13%	(219.925)	(242.121)	10%
Resultado financeiro	(190.243)	100.780	n/a	(177.628)	(220.098)	24%	(224.643)	140.420	n/a
<i>Receita Financeira</i>	105.078	519.304	394%	759.345	573.458	-24%	105.078	519.304	394%
<i>Despesa Financeira</i>	(295.322)	(418.524)	42%	(936.973)	(793.556)	-15%	(329.722)	(378.884)	n/a
Imposto de renda e contribuição social	22.953	(140.939)	n/a	14.063	(161.456)	n/a	22.953	(140.939)	n/a
Lucro (Prejuízo) do Período	(76.192)	304.564	n/a	(29.985)	264.801	n/a	(99.801)	420.902	n/a

	2T20	2T21	Δ	6M20	6M21	Δ	2T20	2T21	Δ
EBITDA ajustado*	175.172	642.869	267%	207.877	1.070.843	415%	207.993	725.728	249%
Margem EBITDA ajustada	56%	63%	7 p.p.	39%	64%	25 p.p.	67%	71%	4 p.p.

*O EBITDA Ajustado é calculado semelhante ao EBITDA, desconsiderando a linha composta com efeitos não recorrentes "Outras Receitas e Despesas".

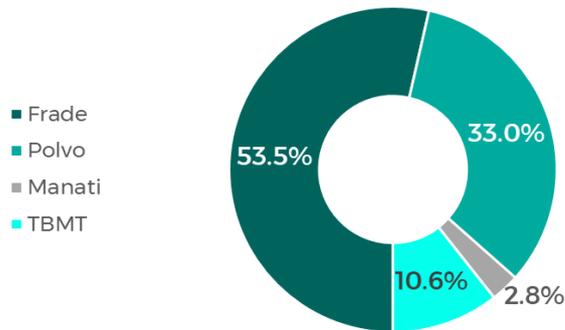
A PetroRio registrou R\$ 1.022 milhões em Receita Líquida no 2T21, um aumento anual de 228%, impactada positivamente (i) pelo aumento de 103% na quantidade de óleo vendida em comparação ao 2T20, devido à incorporação de **TBMT** em agosto de 2020 (excluindo **TBMT**, o crescimento é de 81%) e a incorporação dos 30% remanescentes de **Frade** em fevereiro de 2021, que adicionou mais produção e, conseqüentemente, mais volume em *offtakes*; e (ii) pela alta do preço do petróleo tipo *Brent*, que registrou média de US\$ 69,08 por barril, um aumento de 107% na comparação ano contra ano e 13% na comparação com o trimestre imediatamente anterior.

O ativo de gás natural **Manati**, por sua vez, contribuiu com Receita Líquida de R\$ 29 milhões no trimestre, referentes à participação de 10% da PetroRio no consórcio de gás natural. O ativo gerou receita 7% maior do que no trimestre imediatamente anterior e 304% maior na comparação com o mesmo período do ano anterior, compensando o baixo volume de gás vendido ao longo de 2020, como consequência da redução de demanda causada pela pandemia de COVID-19 no período.

Desta forma, no segundo trimestre de 2021, 53,5% da receita foi originada de **Frade**, 33% de **Polvo** e 10,6% dos *offtakes* de **TBMT**.

Receita Por Ativo

2T21



Os Custos dos Produtos Vendidos (“CPV”) apresentaram um acréscimo de 187% no 2T21 frente ao 2T20 (ex-IFRS 16), em decorrência do maior volume de óleo vendido no trimestre, compensado parcialmente por reduções de custo realizadas ao longo do ano de 2020 e pelo menor custo de produção com a incorporação de **Tubarão Martelo**.

A Companhia reconheceu no período Resultado Operacional (ex-IFRS 16) de R\$ 690 milhões, 238% superior ao registrado no mesmo período do ano anterior, em função (i) das maiores receitas de **Frade, Polvo e Tubarão Martelo**, devido ao aumento do preço do petróleo e o aumento da produção; e (ii) do impacto na receita do maior volume de venda.

As despesas gerais e administrativas incluem gastos com M&A, pessoal, projetos, geologia e geofísica e somaram R\$ 47 milhões no trimestre. O aumento de 64% na rubrica se deve principalmente ao aumento de despesas com pessoal, com o provisionamento da bonificação anual de 2021.

O EBITDA ajustado (ex-IFRS 16) de R\$ 643 milhões, 267% superior frente ao mesmo período do ano anterior, foi impulsionado pelo crescimento do Resultado Operacional.

O resultado financeiro (ex-IFRS 16) da Companhia foi positivo em R\$ 101 milhões, vs. R\$ 190 milhões negativos no 2T20, impactado por R\$ 265 milhões positivos de variação cambial (efeito não-caixa) sobre itens de balanço denominados em dólar, como as provisões de abandono e as dívidas da Companhia.

O lucro líquido (ex-IFRS 16) do período foi positivo em R\$ 305 milhões contra R\$ 76 milhões negativos registrados no 2T20. O resultado foi impactado positivamente pelo efeito contábil (não-caixa) da variação cambial, além da melhor performance da cotação do petróleo tipo *brent* e dos ativos, demonstrados no resultado operacional.



CAIXA, DÍVIDA E FINANCIAMENTOS

Em junho de 2021, a Companhia realizou a emissão de Notas Representativas da Dívida (“*bonds*”) no mercado internacional. Essa emissão, no valor de US\$ 600 milhões, foi feita na forma *Senior Secured Notes* com prazo de cinco anos, a uma taxa de 6,125% ao ano. Além de reforçar a posição de caixa da Companhia, reforça o acesso da PetroRio ao mercado de capitais internacional, a emissão tendo uma demanda cinco vezes maior do que o montante que a Companhia pretendia emitir antes da precificação do *bond*. O montante emitido foi e será utilizado para pagamento de dívidas, e reforçar a estrutura de capital da Companhia.

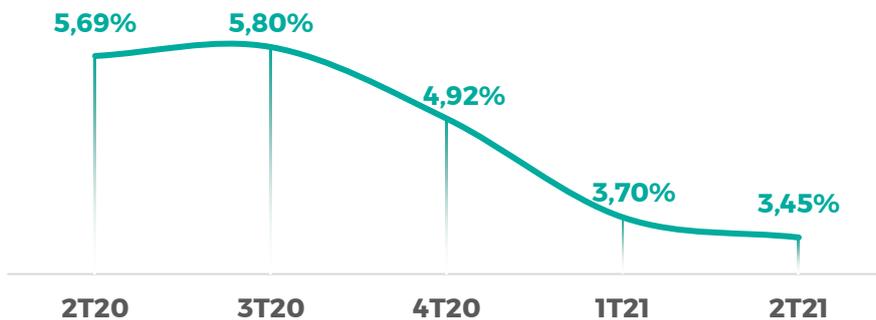
O pré-pagamento das dívidas e a emissão dos *bonds* possibilitou o alongamento do vencimento das dívidas, com a substituição daquelas com um prazo menor, evidenciando o rigoroso trabalho da Companhia no planejamento

financeiro em um horizonte de longo prazo. O trabalho no planejamento financeiro da Companhia também é refletido na redução do custo da dívida de capital de giro, fruto da melhora da estrutura de capital da PetroRio e o diligente trabalho que vem sendo feito.

Em junho de 2021, a Companhia comprou opções de venda (PUT) de *brent* como *hedge* para se proteger das oscilações do preço do petróleo. O volume total do *hedge* é de aproximadamente 4,3 milhões de barris a um *strike* médio de US\$ 67,5 por barril. O volume corresponde aos *offtakes* precificados em junho e julho, 100% dos previstos para serem precificados entre agosto e setembro, e 50% dos *offtakes* planejados para outubro.

Custo da dívida - Capital de giro*

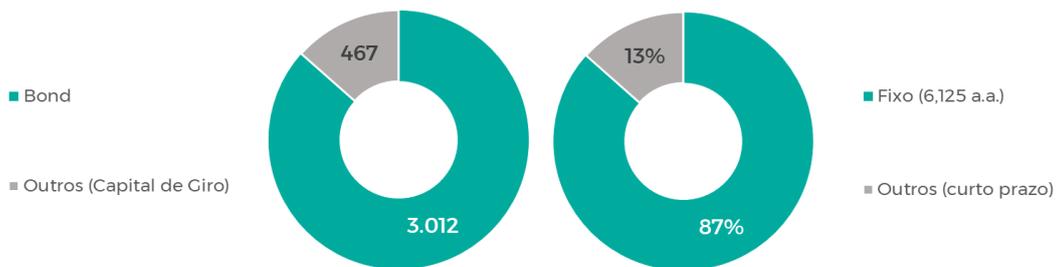
(em R\$ MM)



*Prazo médio ponderado < 12 meses

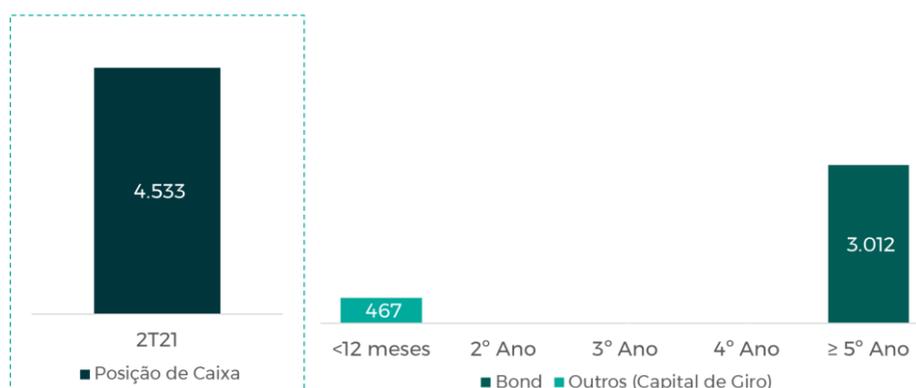
Empréstimos e Financiamentos

(em R\$ MM)



Cronograma de amortização

(em R\$ MM)



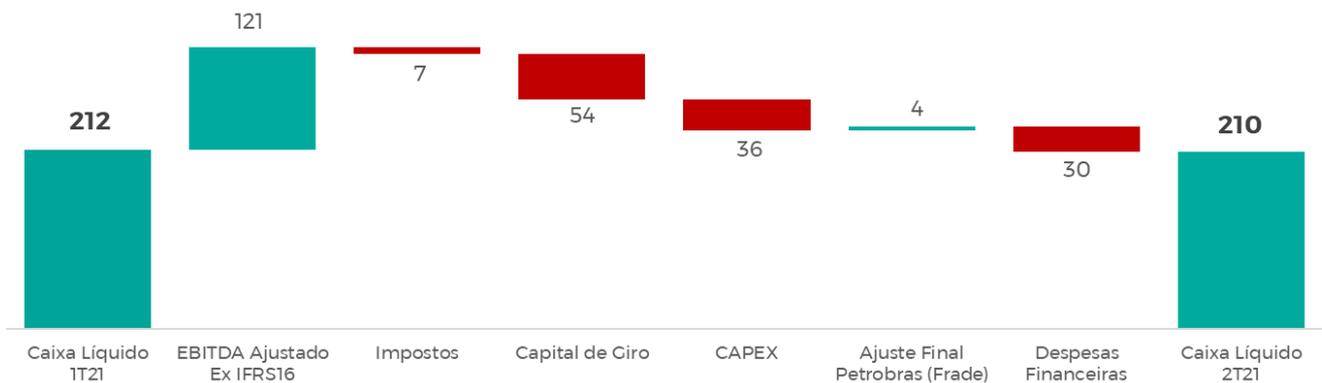


CAIXA LÍQUIDO E ALAVANCAGEM

No segundo trimestre de 2021, a PetroRio manteve sua posição de caixa líquido praticamente estável, devido principalmente aos seguintes fatores:

- Capital de giro: principalmente afetado pelo aumento de contas a receber com a concentração de vendas no último mês do trimestre.
- CAPEX: Gastos com o *tieback* entre os campos de **Polvo** e **Tubarão Martelo**, perfuração do poço POL-K, melhorias na sonda Kingmaker, e gastos com manutenção em geral;
- Despesas financeiras: Gastos com taxas de emissão do *bond*, juros e outros.

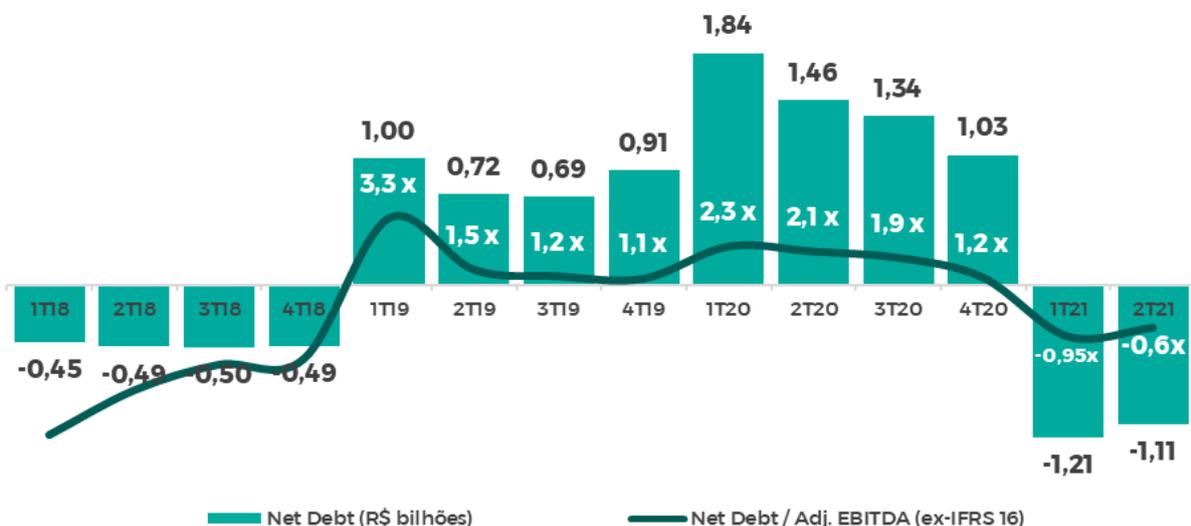
Variação do Caixa Líquido (US\$ MM)



A Companhia permanece em seu diligente trabalho de controle no indicador de alavancagem, continuando na posição de caixa líquido. Com a variação do caixa líquido detalhado acima e principalmente pelo crescimento do EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses, o Net Debt (Cash)/EBITDA Ajustado aumentou de -1,0x para -0,6x.

Net Debt (Cash) / EBITDA ajustado (ex-IFRS 16)

(em R\$ bilhões)





ANEXO 1

IFRS 16

Em 1º de janeiro de 2019 a Companhia incorporou a mudança de regra do IFRS 16. A mudança unifica o tratamento de arrendamentos operacionais e financeiros, impactando significativamente o balanço da Companhia, principalmente através do arrendamento do FPSO de **Polvo**, que representa o maior contrato de arrendamento:

Ativos de direito de uso	Saldo
FPSO	318.543
Embarcações de Apoio	181.853
Helicópteros	37.764
Edificações/Bases de Apoio	86.096
Equipamentos	89.366
Total	713.622

Conforme anunciado no dia 2 de fevereiro de 2020, a Companhia adquiriu o **FPSO Bravo**, que será utilizado no sistema de produção do **Campo de Polvo**, no lugar do FPSO utilizado atualmente, que é afretado. Com isso, a projeção realizada até o fim da vida útil do Campo foi revista, reduzindo o montante de 433.631 do passivo e do ativo de arrendamento, com efeitos apenas prospectivos. Os demais ajustes realizados durante o exercício se devem à redução da quantidade de barcos de apoio e à troca de base logística, que se deu com a aquisição do **Campo de Frade**. O aumento em 2020 se deve ao incremento de reservas e extensão da vida útil dos campos, que refletiu nos valores de arrendamentos projetados.

	Ativo	Passivo
Saldo em 01 de janeiro de 2020	452.067	(612.482)
Adições/reversões	74.633	(86.025)
Atualização cambial	-	(126.294)
Atualização monetária	-	(45.473)
Pagamentos efetuados	-	244.174
Depreciação	(156.864)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2020	369.836	(626.100)
Adições/reversões	22.997	66.702
Atualização cambial	-	8.321
Atualização monetária	-	(17.175)
Pagamentos efetuados	-	137.725
Depreciação	(81.680)	-
Saldo em 30 de junho de 2021	311.153	(430.527)
Circulante	-	(116.230)
Não Circulante	311.153	(314.297)

Maiores detalhes podem ser encontrados nas notas explicativas 16 do ITR do 2º trimestre de 2021.

BALANÇO PATRIMONIAL

(Em milhares de R\$)

ATIVO	2T20	2T21
Caixa e equivalentes de caixa	319.688	3.381.619
Títulos e Valores Mobiliários	24.081	1.135.096
Caixa Restrito	276.071	16.611
Contas a receber	210.437	329.548
Estoque de Óleo	244.397	368.739
Estoque de Consumíveis	5.601	13.699
Instrumentos financeiros Derivativos	12.538	19.831
Tributos a recuperar	140.727	84.757
Adiantamentos a fornecedores	54.333	66.160
Adiantamentos a parceiros	101.187	14.011
Despesas antecipadas	11.013	15.940
Outros créditos	-	1.094
Total Ativo Circulante	1.400.073	5.447.105
Ativo disponível para venda	-	70.110
	1.400.073	5.517.215
Adiantamentos a fornecedores	12.596	12.596
Depósitos e cauções	27.993	15.224
Tributos a recuperar	34.733	9.749
Tributos diferidos	189.150	178.023
Direito de Uso (Leasing CPC 06.R2/IFRS 16)	438.896	311.153
Imobilizado	3.746.097	3.444.525
Intangível	811.048	1.016.015
Total Não circulante	5.260.513	4.987.285
Total do Ativo	6.660.586	10.504.500

PASSIVO	2T20	2T21
Fornecedores	139.859	152.400
Obrigações trabalhistas	50.663	74.923
Tributos e contribuições sociais	48.114	96.411
Empréstimos e financiamentos	1.373.731	467.184
Debêntures	-	-
Adiantamentos de parceiros	-	-
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2/IFRS 16)	295.247	116.230
Outras obrigações	19	-
Total Passivo Circulante	1.907.633	907.148
Passivos mantidos para venda		(2.054)
		905.094
Fornecedores	14.410	13.444
Empréstimos e financiamentos	708.873	2.959.261
Debêntures	-	-
Provisão para abandono de instalações	922.015	760.946
Provisão para contingências	74.091	128.391
Tributos diferidos	-	-
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2/IFRS 16)	450.697	314.297
Outras obrigações	1.701	1.310
Total Não circulante	2.171.787	4.177.649
Participações minoritárias	993	-
Capital Social Realizado	3.326.998	5.303.644
Reservas de Capital	231.245	322.294
Outros resultados abrangentes	713.624	518.373
Prejuízos acumulados	(1.530.431)	(1.077.664)
Resultado acumulado do período	(161.263)	355.110
Total Patrimônio líquido	2.580.173	5.421.757
Total do Passivo	6.660.586	10.504.500

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO (Em milhares de R\$)

	2T20	2T21
Receita Total	312.292	1.022.837
Custos de Produto Vendido	(55.858)	(169.355)
Depreciação e amortização	(172.968)	(217.009)
Royalties	(21.129)	(82.200)
Resultado Bruto	62.337	554.274
Receitas (despesas) operacionais	39.553	(132.853)
Geologia e geofísica	(67)	(937)
Despesas com pessoal	(4.626)	(28.057)
Despesas gerais e administrativas	(9.320)	(7.360)
Despesas com serviços de terceiros	(11.797)	(11.778)
Impostos e taxas	(1.503)	2.578
Depreciação e amortização - G&A	(46.957)	(25.112)
Outras receitas (despesas) operacionais	113.822	(62.186)
Resultado financeiro	(224.643)	140.420
Resultado antes do Imposto de renda e contribuição social	(122.754)	561.841
<i>Imposto de renda e contribuição social - Corrente</i>	<i>(2.633)</i>	<i>(59.964)</i>
<i>Imposto de renda e contribuição social - Diferido</i>	<i>25.586</i>	<i>(80.975)</i>
Lucro (Prejuízo) do Período	(99.801)	420.902

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA (Em milhares de R\$)

	2T20	2T21
Fluxos de caixa das atividades operacionais		
Resultado do período (antes de impostos)	(122.754)	561.841
Depreciação e amortização	219.924	236.174
Receita financeira	226.417	(273.025)
Despesa financeira	185.353	(166.965)
Remuneração com base em plano de ações	1.933	811
Resultado de equivalência patrimonial	-	-
Provisão para contingências/perdas/P&D	(1.130)	43.202
Redução da provisão do abandono	1	-
Provisão de impairment	-	-
	509.744	402.038
(Aumento) redução nos ativos	-	-
Contas a receber	3.490	(328.317)
Tributos a recuperar	13.095	42.474
Despesas antecipadas	(2.949)	6.532
Adiantamento a fornecedores	2.123	(23.395)
Estoque de óleo	(59.681)	(20.942)
Estoque de consumíveis	1.980	6.192
Partes relacionadas	-	-
Adiantamento a parceiros em operações de E&P	92.195	880
Depósito e cauções	19	19
Outros créditos	-	(480)
Aumento (redução) nos passivos	-	-
Fornecedores	28.169	52.789
Obrigações trabalhistas	10.111	33.820
Tributos e contribuições sociais	(33.264)	(90.309)
Partes relacionadas	-	-
Contingências	(2.361)	-
Outras obrigações	(7.989)	350
Caixa líquido (aplicado nas) gerado das atividades operacionais	554.682	81.650
Fluxos de caixa das atividades de investimento		
(Aplicação) Resgate de Títulos e Valores Mobiliários	134.968	(1.059.220)
(Aplicação) Resgate em Caixa Restrito	(18.182)	72.846
(Aplicação) Resgate em Fundo de Abandono	374	1.560
Ativo não circulante mantido pra venda	-	3.354
(Compra) venda de ativo imobilizado	(313.566)	(193.408)
(Compra) venda de ativo intangível	260.914	1.822
(Aumento) redução de investimentos	-	-
(Aquisição) de ativos de óleo e gás	-	3.510
Caixa líquido (aplicado nas) gerado das atividades de investimento	64.508	(1.169.536)
Fluxos de caixa das atividades de financiamento		
Captações de empréstimos	589.439	3.622.590
Pagamento de principal sobre empréstimos	(1.133.918)	(1.986.159)
Juros pagos sobre empréstimos	(32.685)	(118.481)
Encargos contratuais Leasing IFRS 16 - Principal	(44.109)	(62.340)
Encargos contratuais Leasing IFRS 16 - Juros	(11.838)	(7.544)
Operação com derivativos	16.550	(46.544)
(Compra) venda de ações da própria Companhia (mantidas em tesouraria)	-	-
(Redução) Integralização de capital	-	(2.128)
Participações dos não controladores	(220)	-
Caixa líquido (aplicado nas) gerado das atividades de financiamento	(616.781)	1.399.394
Ajuste de conversão	2.100	(114.921)
Aumento (redução) líquido no caixa e equivalentes de caixa	4.509	196.587
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	459.397	3.185.031
Caixa e equivalente de caixa no final do período	319.688	3.381.619
Aumento (redução) líquido no caixa e equivalentes de caixa	(139.709)	196.588



Sobre a PetroRio

A PetroRio é uma das maiores empresas independentes de produção de óleo e gás natural do Brasil. A cultura corporativa da Companhia busca o aumento de produção por meio da aquisição de novos ativos em produção, redesenvolvimento, maior eficiência operacional e redução dos custos de produção e das despesas corporativas. Seu objetivo maior é a criação de valor para seus acionistas com crescente disciplina financeira e preservação da sua liquidez, com total respeito à segurança e ao meio ambiente. Para mais informações acesse o site: www.petroriososa.com.br.

Aviso Legal

Todas as declarações exceto aquelas relativas a fatos históricos contidas neste documento são declarações acerca de eventos futuros, incluindo, mas não limitado a declarações sobre planos de perfuração e aquisições sísmicas, custos operacionais, aquisição de equipamentos, expectativa de descobertas de óleo, a qualidade do óleo que esperamos produzir e nossos demais planos e objetivos. Os leitores podem identificar várias dessas declarações ao ler palavras como “estima”, “acredita”, “espera” e “fará” e palavras similares ou suas negativas. Apesar de a administração acreditar que as expectativas representadas em tais declarações são razoáveis, não pode assegurar que tais expectativas se confirmarão. Por sua natureza, declarações acerca de eventos futuros exigem que façamos suposições e, assim, tais declarações são sujeitas a riscos inerentes e incertezas. Alertamos os leitores desse documento a não depositarem confiança indevida nas nossas declarações de eventos futuros considerando que certos fatores podem causar resultados, condições, ações ou eventos que podem diferir significativamente dos planos, expectativas, estimativas ou intenções expressas nas declarações acerca de eventos futuros e as premissas que as suportam. As declarações acerca de eventos futuros aqui incluídas estão baseadas na premissa de que nossos planos e operação não serão afetados por tais riscos, mas que, se nossos planos e operação forem afetados por tais riscos, as declarações acerca de eventos futuros podem se tornar imprecisas. As declarações acerca de eventos futuros incluídas neste documento são expressamente qualificadas em sua totalidade por este aviso legal. Tais declarações foram feitas na data deste documento. Não nos comprometemos a atualizar tais declarações acerca de eventos futuros, exceto quando exigido pela legislação de valores mobiliários aplicável.