



Divulgação de Resultados 1T21

Teleconferência 1T21

04 de maio de 2021

Webcast: ri.petroriosa.com.br

Português

15h00 (BRA)

Tel: +55 (11) 3181-8565

+55 (11) 4210-1803

Senha: PetroRio

Inglês

14h00 (NYC)

Tel: +1 (412) 717-9627

Toll Free (EUA): +1 (844) 204-8942

Senha: PetroRio

A teleconferência será realizada
em português com tradução
simultânea para inglês

**Relações
com Investidores**

www.petroriosa.com.br

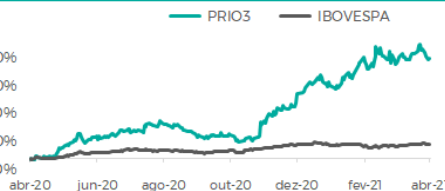
ri@petroriosa.com.br

+55 21 3721-2129



Rio de Janeiro, 3 de maio de 2021 – A Petro Rio S.A. ("PetroRio" ou "Companhia") (B3: PRIO3) apresenta seus resultados referentes ao primeiro trimestre de 2021 ("1T21"). 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.

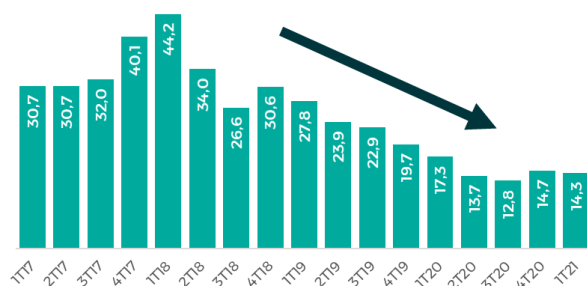
Informações sobre a ação			Evolução PRIO3 x Ibovespa 12 meses	
Ticker (B3)		PRIO3		
# Ações emitidas ex-tesouraria		167.831.826		
Market Cap (23/04/2021) ex-tesouraria	R\$	15.415.353.218		
Último preço (23/04/2021)	R\$	91,85		
Variação de preço - 12 meses	R\$	18,55 a R\$ 101,80 (+449%)		
Média diária de negociação - 90 dias	R\$	534.318.748		



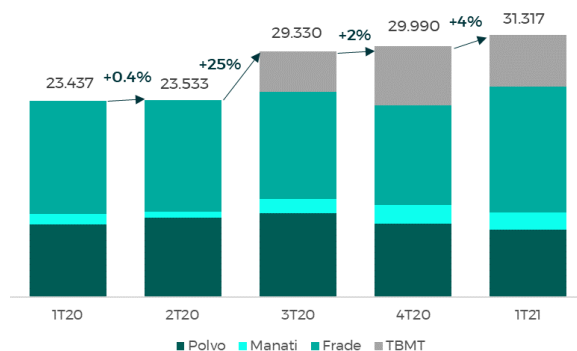
DESTAQUES DO PERÍODO

- ✓ Receita líquida de R\$ 665 milhões, um aumento de 194% vs. 1T20
- ✓ EBITDA ajustado (ex-IFRS 16) de R\$ 428 milhões no trimestre (vs. R\$ 33 milhões no 1T20)
- ✓ Aproximadamente 2 milhões de barris vendidos e produção média de 31 Mboepd
- ✓ Redução do indicador de dívida líquida/EBITDA ajustado para de +1,2x para -1x, tornando a Cia *net cash*
- ✓ Aquisição de participação adicional de 28,6% em Wahoo
- ✓ Aprovação da compra dos 30% de Frade pela ANP
- ✓ *Lifting cost* por barril de US\$ 14,3 (1T21), 3% inferior ao 4T20 e 17% inferior ao 1T20
- ✓ *Follow-on* de R\$ 2 bilhões em jan/21, com livro mais de 3 vezes *oversubscribed*.

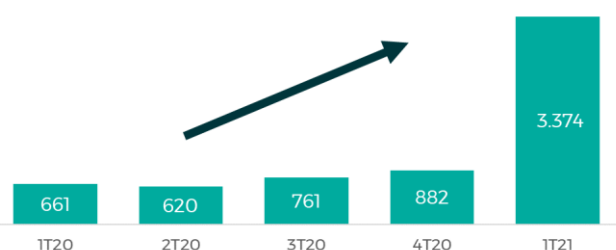
Lifting Cost (US\$/bbl)



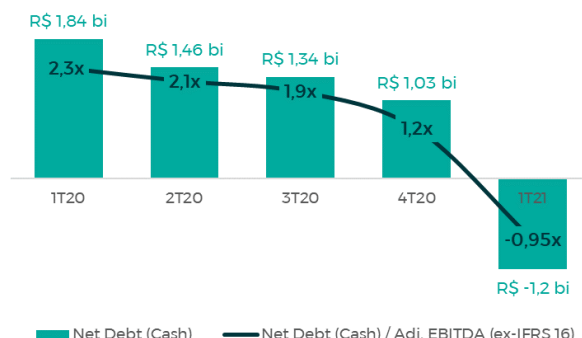
Produção (bbl/d)



Posição de Caixa (R\$ MM)



Net Debt (Cash) / EBITDA ajustado



MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

“O ano de 2021 começou com boas notícias para a PetroRio e para a sociedade como um todo. O início da vacinação contra a COVID-19 começou a trazer alívio ao mundo e ao mercado de petróleo, que viu os preços do Brent alcançando patamares de US\$ 65/barril.

Nós mantivemos as nossas operações nos mais altos padrões de segurança, zelando pela saúde de nossos colaboradores e do meio-ambiente. A iniciativa de aplicar testes para todos os embarques nas plataformas, e semanalmente para o escritório, continuou protegendo as nossas pessoas e operações. Da mesma maneira, não diminuimos o ritmo das iniciativas de bem-estar físico e mental para as nossas equipes.

Neste contexto, a PetroRio conseguiu emplacar mais algumas conquistas importantes, começando pelo follow-on no final de janeiro, com um livro mais de 3 vezes oversubscribed. Ficamos gratos aos investidores que participaram do processo, permitindo a captação de quase US\$ 400 milhões, reforçando o caixa, colocando a Companhia na posição de “net cash”, e criando espaço para investirmos cada vez mais nos nossos ativos e em novas aquisições.

Concluimos a compra dos últimos 30% do Campo de Frade, que veio com a redução da estimativa de abandono do Campo, de US\$ 393 milhões para US\$ 179 milhões, mais um reflexo da otimização de custos que buscamos implementar nos nossos ativos, sempre priorizando a segurança operacional. Com esta transação, passamos a deter 100% do Campo de Frade, onde futuramente iniciaremos uma Campanha de Revitalização.

Adquirimos a participação de 28,6% da Total no Campo de Wahoo e agora detemos 64,3% do Campo, pendente as aprovações necessárias. Nossa expectativa é de receber tais aprovações durante o segundo semestre para que possamos declarar comercialidade e iniciar a conexão (tieback) com o Campo de Frade.

Continuamos executando os investimentos do tieback de Polvo e Tubarão Martelo, com previsão de término em julho, o que reduzirá os custos operacionais da PetroRio em aproximadamente US\$ 50 milhões por ano. Tão importante quanto, o tieback também proporcionará uma forte redução das nossas emissões de CO₂. Em seguida, pretendemos executar a completação do Poço 10 em Tubarão Martelo, concluindo o projeto que iniciamos com a aquisição do FPSO Bravo em 2020.

Finalmente, ao longo do primeiro trimestre iniciamos a perfuração de mais um poço no Eoceno de Polvo, que deverá entrar em produção ainda no segundo trimestre.

Estamos animados com o futuro, especialmente em vista do de uma melhora da saúde global com a aceleração de iniciativas de vacinação. Agradecemos aos nossos colaboradores pela perseverança e disciplina, e desejamos muita saúde a todos os nossos stakeholders para continuarmos enfrentando os desafios que ainda restam pela frente.”

DESEMPENHO OPERACIONAL

	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	1T21 X 1T20	1T21 X 4T20
Brent Médio	\$ 50,82	\$ 33,39	\$ 43,34	\$ 45,26	\$ 61,32	20,7%	35,5%
Preço Médio de Venda	\$ 31,79	\$ 35,09	\$ 42,71	\$ 46,26	\$ 62,19	95,6%	34,4%
Tx Câmbio Média	4,47	5,39	5,38	5,40	5,48	22,6%	1,6%
Tx Câmbio Final	5,21	5,47	5,61	5,19	5,70	9,5%	9,7%
Offtakes (kbbbl)							
Campo de Frade (100%)	982	950	993	1.943	1.021	3,9%	-47,5%
Campo de Polvo (100%)	470	447	1.002	988	515	9,5%	-47,9%
Campo de Tubarão Martelo (80%)	-	-	403	794	392	n/a	-50,6%
Total PetroRio	1.452	1.396	2.397	3.724	1.928	32,7%	-48,2%
Produção (boepd)							
Campo de Frade (100%) ¹	13.563	13.380	12.838	11.928	15.086	11,2%	26,5%
Campo de Polvo (100%)	8.620	9.446	9.965	8.747	8.019	-7,0%	-8,3%
Campo de Tubarão Martelo (80%)	-	-	4.787	7.030	6.128	n/a	-12,8%
Campo de Manati (10%)	1.254	707	1.740	2.285	2.084	66,2%	-8,8%
Total PetroRio	23.437	23.533	29.330	29.990	31.317	33,6%	4,4%
Lifting Cost (US\$/bbl)							
PetroRio	17,3	13,7	12,8	14,7	14,3	-17,5%	-3,7%

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%.

Como principal destaque do trimestre, a produção total da Companhia teve um aumento de 34% quando comparado ao mesmo período de 2020. O aumento é resultado da aquisição de 80% do Campo de **Tubarão Martelo**, concluída em 3 de agosto de 2020 e da aquisição da participação de 30% da Petrobras no Campo de Frade, concluída em fevereiro de 2021.

No primeiro trimestre do ano, a Companhia realizou três *offtakes*, todos em fevereiro, totalizando venda de aproximadamente 2 milhões de barris, sendo 515 mil no Campo de **Polvo**, 1 milhão de barris em **Frade** e 392 mil barris em **TBMT**, um aumento de aproximadamente 33% em relação ao mesmo período do ano anterior. A queda de 48% na quantidade de barris vendidos em comparação com o trimestre anterior se deve à estratégia de postergação de vendas utilizada ao longo do ano de 2020 e o subsequente aumento de estoque que foi vendido no 4T20.

O volume produzido de **Frade** no primeiro trimestre de 2021 teve incremento de 26% em relação ao trimestre imediatamente anterior, devido principalmente ao aumento de participação na concessão, após a conclusão da aquisição dos 30% remanescentes do Campo, em fevereiro de 2021. O aumento de apenas 11% na produção na comparação com o mesmo período do ano anterior se deve a uma parada do poço MUP3.

No Campo de **Polvo**, a produção do trimestre foi 7% inferior à do mesmo período de 2020 e apresentou redução de 8% na comparação com o trimestre imediatamente anterior. O impacto na produção é atribuído diretamente à parada de 10 dias na produção ocorrido em fevereiro, causada pela manutenção corretiva da caldeira do FPSO afretado ao Campo e operado pela BW.

Em **Tubarão Martelo**, a produção do 1T21 foi 13% inferior à do 4T20, impactada pela restrição da produção do poço OGX-44HP em fevereiro e pela parada na produção do poço TBMT-8H em março por falha da bomba centrífuga

submersível (BCS). A produção do poço OGX-44HP já foi normalizada no início de março e a BCS do poço TBMT-8H, que estava em operação desde o início da produção do Campo, aguarda mobilização da sonda Atlantic Zephyr (agora chamada Kingmaker) para realização de um *workover*, previsto para ser concluído em maio/junho.

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 projetos atuais e futuros. 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 1T21 foi negativamente impactado pelo *shutdown* realizado em **Polvo** em fevereiro que causou parada na produção durante 10 dias, devido a um problema na caldeira do FPSO operado pela BW e afretado ao Campo.

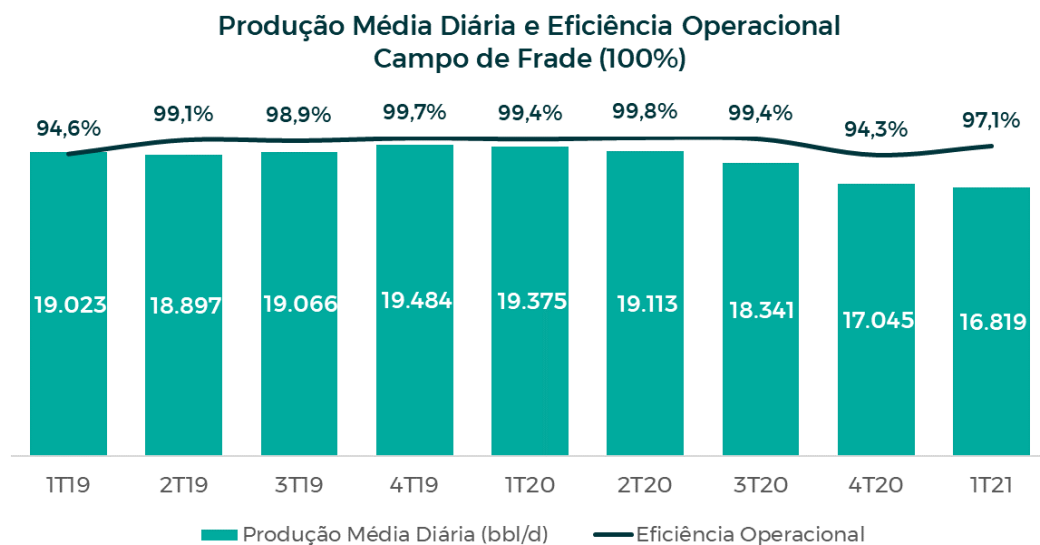
Na comparação com o mesmo período do ano anterior, o *lifting cost* por barril da Companhia apresentou evolução, com uma redução de 17,5%, sendo positivamente impactado (i) pela incorporação da produção do **Campo de Tubarão Martelo**, (ii) pelas medidas adotadas ao longo do ano de 2020, visando a revisão dos gastos e a readequação frente à queda nos preços do óleo, e (iii) pela desvalorização do Real frente ao Dólar, tendo em vista que aproximadamente 50% dos gastos operacionais são denominados em Real.

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**, previsto para ser concluído em julho de 2021.

CAMPO DE FRADE

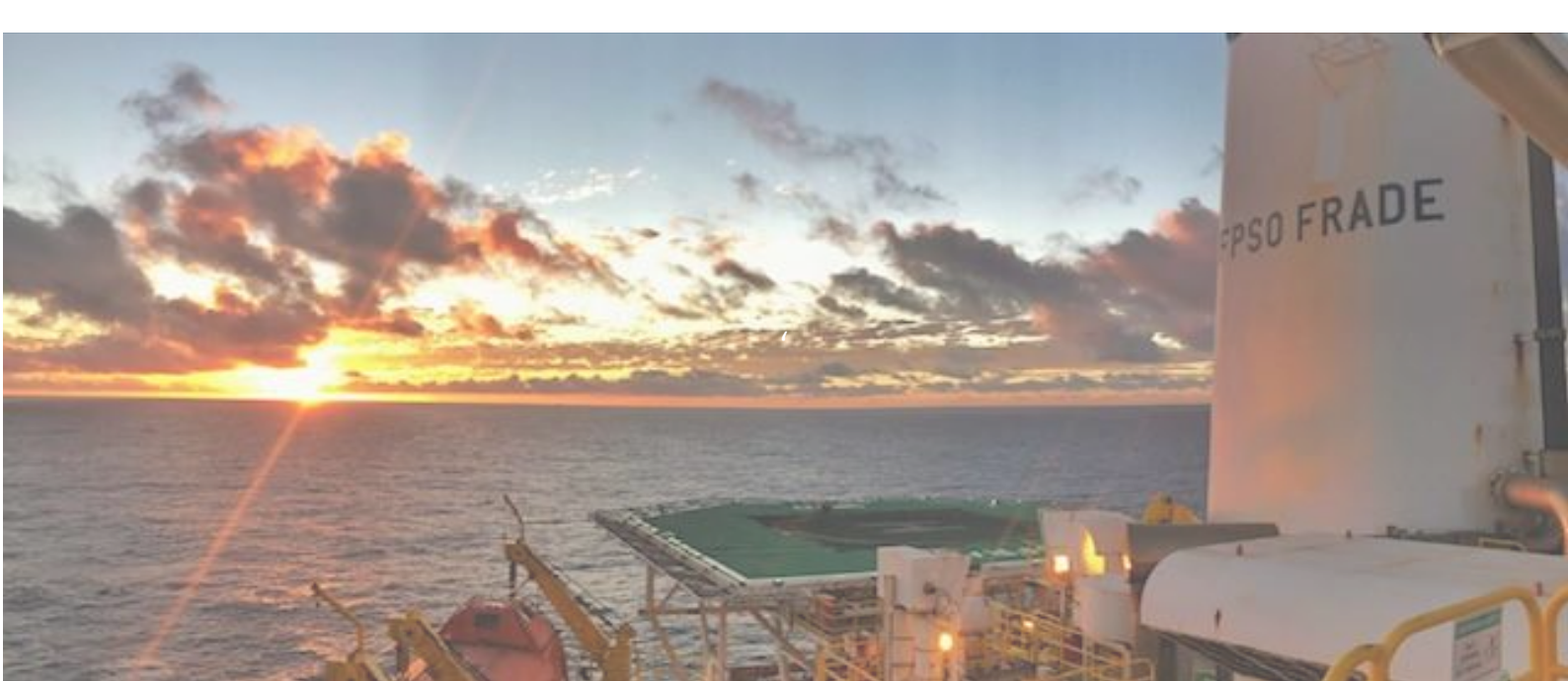
Em fevereiro de 2021, foi anunciada a conclusão da aquisição dos 30% remanescentes do Campo de **Frade** pela PetroRio, que passa a deter 100% do Campo. Essa aquisição adiciona aproximadamente 5,5 mil barris por dia à produção total da PetroRio.

Sobre a operação do Campo, a eficiência operacional no trimestre ficou em 97,1%, devido à paralisação do poço MUP3. 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:



Adicionalmente, a Companhia informa que iniciou uma parada programada para manutenção no FPSO Frade em 28 de abril, com duração prevista de 8 dias.

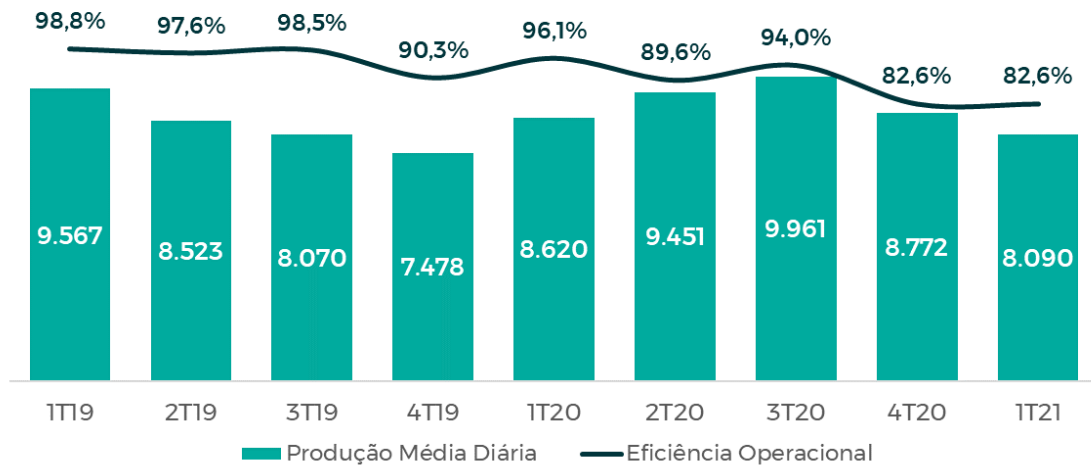
A PetroRio mantém em seu portfólio de projetos o Plano de Revitalização do Campo de **Frade**, que busca aumentar o fator de recuperação do ativo e atender às condições da ANP para a extensão da concessão até 2041. O projeto global considera a perfuração de quatro poços produtores e três injetores. Os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



O Campo de **Polvo** apresentou média de produção diária 7% inferior ao 1T20, devido à interrupção da produção por 10 dias para manutenção corretiva da caldeira do FPSO operado pela BW e afretado ao Campo.

A eficiência operacional de **Polvo** no trimestre foi de 82,6%, em linha com o do trimestre anterior, quando também sofremos uma interrupção da produção por problemas de caldeira. No mês de fevereiro especificamente, o Campo teve eficiência operacional de 60,1%, impactada negativamente pelo *shutdown* citado acima, enquanto nos meses de janeiro e março a eficiência se manteve nos patamares normais, em 94% e 91,5%, respectivamente.

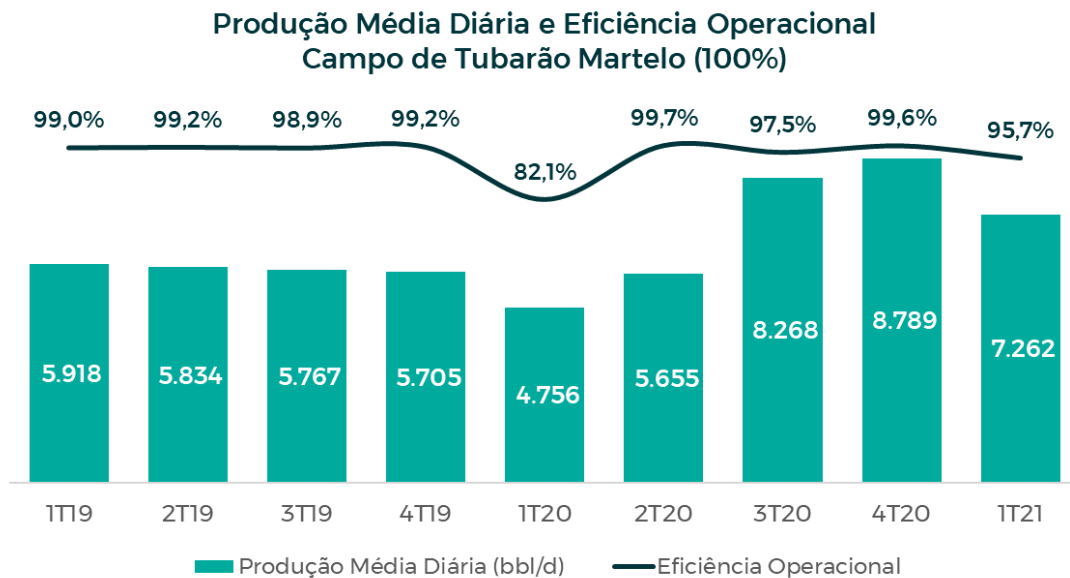
**Produção Média Diária e Eficiência Operacional
Campo de Polvo (100%)**



A bem-sucedida Campanha de Perfuração, realizada no reservatório de idade geológica do Eoceno e concluída em março de 2020, abriu uma nova fronteira de desenvolvimento em arenitos da região, tanto em **Polvo** como em **Tubarão Martelo**, em prospectos de características similares e para poços produtores (*infill drilling*) no reservatório. A PetroRio iniciou a perfuração de um novo poço nesta área, que deverá ser concluída no 2T21.



Em **Tubarão Martelo**, a produção do 1T21 foi 13% inferior à do 4T20, impactada pela menor produção dos poços OGX-44HP e TBMT-8H. A produção do poço OGX-44HP já foi normalizada no início de março, e a BCS do poço TBMT-8H, que estava em operação desde o início da produção do Campo, aguarda mobilização da sonda Atlantic Zephyr (agora chamada Kingmaker) para realização de um *workover*, previsto para ser concluído em maio/junho.



A despeito da redução da eficiência operacional do campo, atribuída somente às interrupções mencionadas acima, a eficiência do **FPSO Bravo** permaneceu alta, mostrando que a Companhia adotou o caminho correto na estratégia de realizar o *tieback* entre os Campos de **Polvo** e **Tubarão Martelo**, encerrando a atuação do FPSO Polvo em meados de 2021.

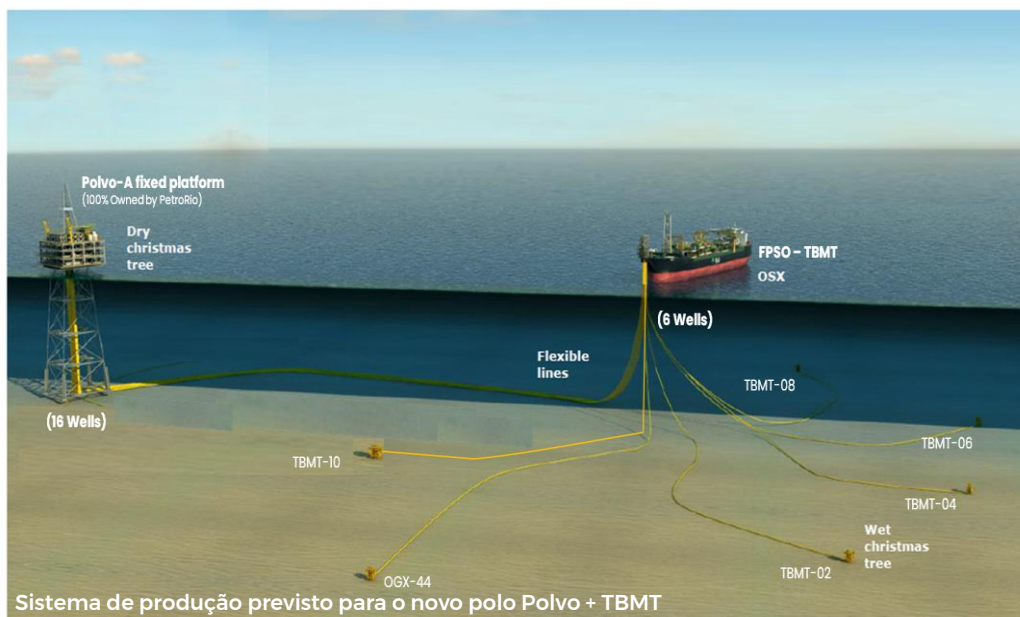


FPSO Bravo operando no Campo de Tubarão Martelo

TIEBACK ENTRE POLVO E TUBARÃO MARTELO

A PetroRio iniciou o projeto de conexão dos campos de **Polvo + TBMT** e de conexão do poço TBMT-10H-RJS em agosto de 2020, dado a grande criação de valor proporcionado pelos mesmos.

Após o *tieback* dos ativos, a Companhia estima que os custos operacionais combinados do polo **Polvo e TBMT**, que somados chegavam a aproximadamente US\$ 200 milhões por ano antes da aquisição (US\$ 100 milhões de Polvo + US\$ 100 milhões de TBMT), serão reduzidos a US\$ 70-80 milhões por ano, como resultado das sinergias aéreas, marítimas e terrestres e o descomissionamento do FPSO atualmente arrendado a Polvo. Atualmente, o custo conjunto dos dois campos, antes da conclusão do *tieback*, está em torno de US\$ 120 milhões por ano.



Até o momento da divulgação deste relatório, o avanço físico do projeto foi de 60,6%, compreendendo, principalmente, a engenharia, início da fabricação das linhas flexíveis, *risers*, umbilical e equipamentos que ligarão a plataforma fixa de **Polvo** ao **FPSO Bravo**.

Nome da tarefa	% concluído	Duração	Início	Término	Tri 2/2020	Tri 3/2020	Tri 4/2020	Tri 1/2021	Tri 2/2021	Tri 3/2021
Projeto Fênix	61%	340 dias	03/08/20	08/07/21						
Tieback	61%	340 dias	03/08/20	08/07/21						
Marcos executivos	0%	340 dias	03/08/20	08/07/21						
Início do Projeto	100%	0 dias	03/08/20	03/08/20						
Entrega das Linhas (Flexíveis)	0%	0 dias	04/06/21	04/06/21						
Entrega dos Umbilicais (considerando emendas)	0%	0 dias	02/06/21	02/06/21						
Início da Interligação (Pull in/out)	0%	0 dias	03/06/21	03/06/21						
Conclusão do Projeto	0%	0 dias	08/07/21	08/07/21						
SMS	97%	304 dias	03/08/20	02/06/21						
Licenciamento/Regulatório	91%	304 dias	03/08/20	02/06/21						
Onshore	91%	320 dias	03/08/20	18/06/21						
Offshore	16%	285 dias	27/09/20	08/07/21						

Etapas do projeto e seus respectivos % de conclusão



Fabricação das linhas flexíveis



AQUISIÇÃO DE PARTICIPAÇÃO ADICIONAL EM WAHOO

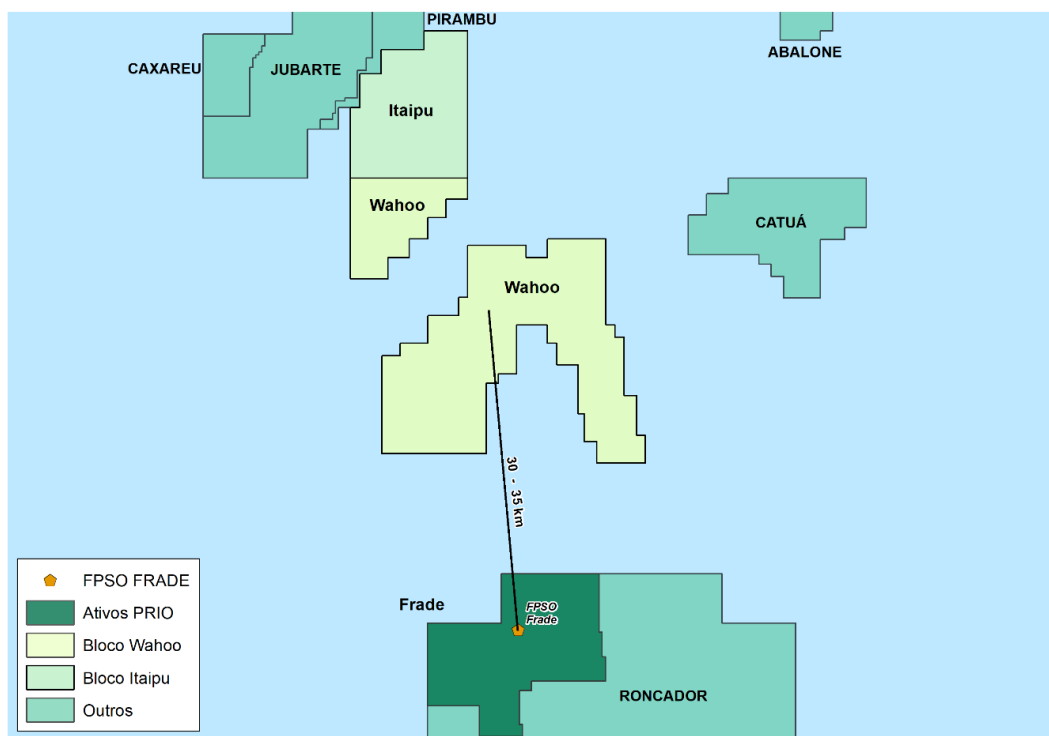
Em 4 de março de 2021, a PetroRio anunciou a assinatura de contrato com a Total E&P do Brasil para a aquisição de participação adicional de 28,6% no Bloco BM-C-30 (Campo de **Wahoo**).

Somada à parcela de **Wahoo** adquirida da BP, a participação da PetroRio na concessão passará a ser de 64,3%, quando concluídas as duas transações, sujeitas a condições precedentes.

Wahoo, com descoberta de óleo em 2008 e teste de formação realizado em 2010, tem potencial para produzir mais de 140 milhões de barris (100% do campo). A Companhia estimou uma produtividade média inicial superior a 10,000 barris por dia por poço e uma produção que poderá superar os 40,000 barris por dia em **Wahoo**, baseado nos 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.

Com essa aquisição a PetroRio faz mais um importante movimento estratégico e consolida ainda mais seu modelo de negócios (já consagrado em outros países) que incluem a formação de *clusters* de produção através de *tieback*, redensolvimento de campos, e otimização operacional, sempre dentro dos mais altos níveis de eficiência e segurança.



CAMPO DE GÁS NATURAL DE MANATI

O volume de gás líquido vendido no trimestre foi de 2.084 boepd, 9% abaixo do trimestre anterior e 66% acima do registrado no mesmo período do ano anterior. A queda observada na comparação trimestral se deve à redução da demanda de gás por parte do cliente (Petrobras) e o aumento na comparação ano contra ano se deve à suspensão da compra de gás e parada de produção observada durante o 1T20, por consequência da pandemia.

O custo de operação, composto por custos diretos excluindo a depreciação, foi de R\$ 6,4 milhões, 6% abaixo dos R\$ 6,7 milhões registrados no 4T20 e 21% acima do registrado no 1T20. Outros R\$ 2 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.

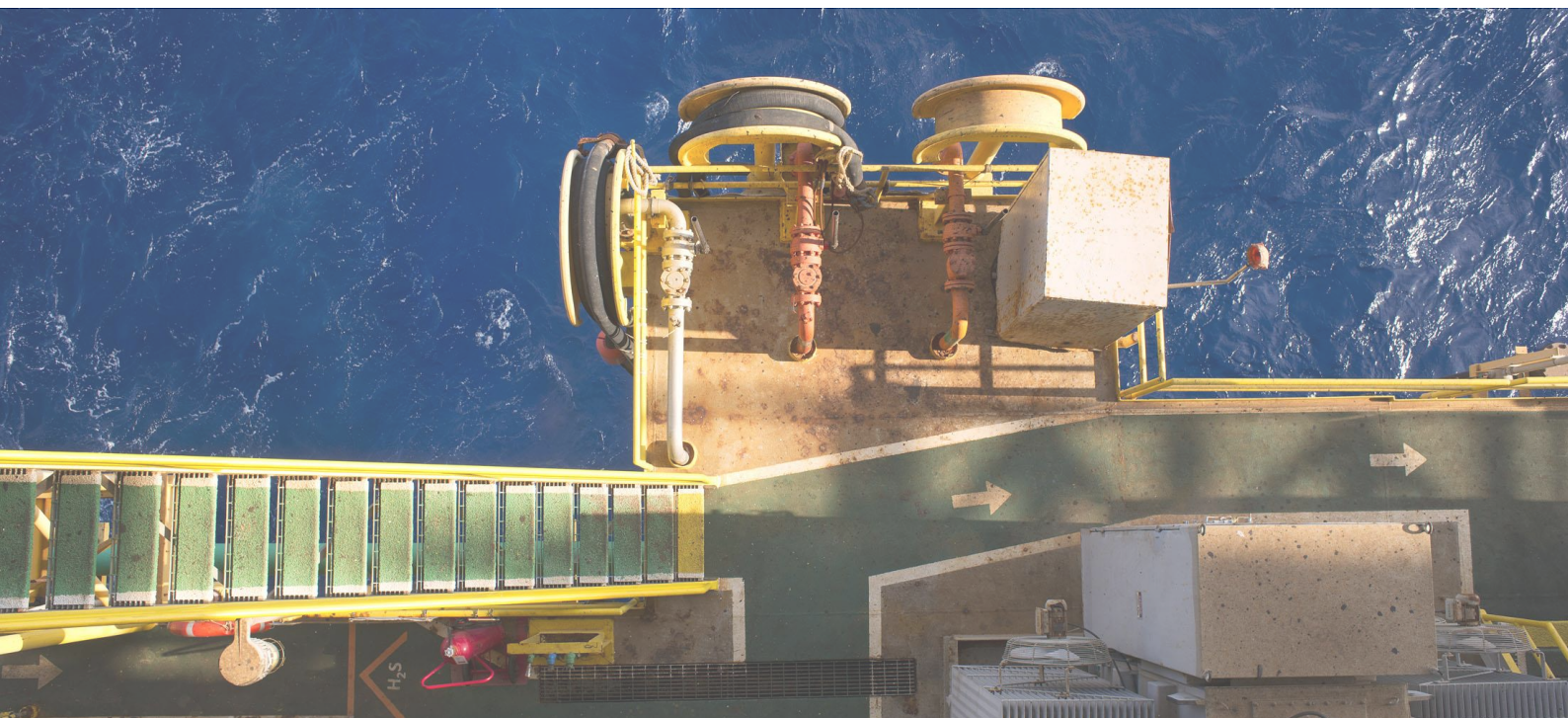
CERTIFICAÇÃO DE RESERVAS

A PetroRio publicou uma nova certificação de reservas e recursos, elaborada pela DeGolyer & MacNaughton (D&M), com data de referência de 1 de janeiro de 2021, e que inclui as reservas dos Campos de **Polvo**, **Tubarão Martelo**, **Frade** e **Manati**, além dos recursos contingentes de **Wahoo**, onde a PetroRio atualmente detém uma participação de 64,3%. A tabela abaixo descreve as reservas oriundas do novo relatório em comparação com o relatório publicado em abril de 2020:

Óleo (MMbbl)					Gás (MMboe)					Óleo e gás (MMboe)				
Campo	Abr/20 1P	Prod. Mai-Dez	Abr/20 Aj.	Jan/21 1P + 1C	Campo	Abr/20 1P	Prod. Mai-Dez	Abr/20 Aj.	Jan/21 1P + 1C	Campo	Abr/20 1P	Prod. Mai-Dez	Abr/20 Aj.	Jan/21 1P + 1C
Frade (100%)	60,2	4,4	55,8	55,7	Frade (100%)	1,0	0,3	0,7	0,5	Frade (100%)	61,2	4,7	56,5	56,1
Polvo + TBMT (95%)	50,7	4,0	46,7	62,9	Polvo + TBMT (95%)	0,0	0,0	0,0	0,0	Polvo + TBMT (95%)	50,7	4,0	46,7	62,9
Manati (10%)	0,05	0,01	0,04	0,03	Manati (10%)	2,77	0,43	2,33	2,37	Manati (10%)	2,82	0,44	2,38	2,40
Total Reservas 1P	110,9	8,4	102,5	118,6	Total Reservas 1P	3,7	0,7	3,0	2,8	Total Reservas 1P	114,7	9,1	105,5	121,5
Wahoo (64,3%)	-	-	-	80,8	Wahoo (64,3%)	-	-	-	18,3	Wahoo (64,3%)	-	-	-	99,0
Incremental Frade	-	-	-	6,6	Incremental Frade	-	-	-	0,5	Incremental Frade	-	-	-	7,1
Total 1P + 1C	110,9	8,4	102,5	206,0	Total 1P + 1C	3,7	0,7	3,0	21,6	Total 1P + 1C	114,7	9,1	105,5	227,6

Considerando somente as reservas de óleo dos Campos de **Polvo**, **TBMT** e **Frade**, a PetroRio teve um incremento de 7,7 MMbbl em reservas 1P com relação ao último relatório (com data de referência de 30 de abril de 2020), e, após os ajustes pertinentes para equalização dos relatórios pela produção entre datas de referência, a Companhia observou um aumento de 16,1 MMbbl em reservas 1P.

Wahoo teve seus recursos contingentes de óleo (1C) avaliados em 125,6 MMbbl (80,8 MMbbl para os 64,3% adquiridos pela Companhia até o momento e sujeitos à aprovação da ANP), com mais 6,6 MMbbl sendo acrescentados devido à extensão da vida útil do Campo de **Frade** com o projeto. O abandono do cluster **Frade** + **Wahoo** passa de 2034 para 2054.



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) a conclusão da aquisição de 30% de participação no Campo de **Frade** da Petrobras, que adicionou aproximadamente 500 mil barris de óleo para o estoque da Companhia, que foram vendidos em fevereiro; e (ii) a recuperação do preço do *brent*, que atingiu uma média de US\$ 61,32 por barril no trimestre, compensando a queda observada ao longo do ano de 2020.

Também é importante destacar o impacto não-caixa da desvalorização do Real no resultado financeiro no trimestre, que foi de R\$ 285 milhões, ex-IFRS 16 (R\$ 317 milhões com IFRS 16). Apesar do impacto contábil no resultado líquido da Companhia, o EBITDA (e a geração de caixa livre da Companhia) é impactado positivamente pela desvalorização da moeda local, uma vez que cerca de metade dos gastos são denominados em Real e 97% das receitas da Companhia denominadas em Dólar.

Resultados do Período

(Em milhares de R\$)

	Ex IFRS-16			Com IFRS-16		
	1T20	1T21	Δ	1T20	1T21	Δ
Receita Total	223.162	655.334	194%	223.162	655.334	194%
Custos de Produto Vendido	(117.917)	(140.905)	19%	(84.513)	(101.329)	20%
Royalties	(32.228)	(33.244)	3%	(32.228)	(33.244)	3%
Resultado das Operações	73.017	481.184	559%	106.421	520.760	389%
Despesas gerais e administrativas	(40.311)	(53.210)	32%	(38.958)	(51.787)	33%
Outras receitas (despesas) operacionais	115.103	(20.251)	n/a	115.103	(20.251)	n/a
EBITDA	147.809	407.724	176%	182.566	448.723	146%
Margem EBITDA	66%	62%	164 p.p.	82%	68%	154 p.p.
Depreciação e amortização	(105.328)	(106.092)	1%	(131.655)	(131.950)	0%
Resultado financeiro	12.615	(320.878)	n/a	(103.483)	(362.048)	250%
Resultado de Hedge - Realizado	207.231	(8.291)	n/a	207.231	(8.291)	n/a
Resultado de Hedge - Marcação	134.572	-	-100%	134.572	-	-100%
Outras receitas (despesas) financeiras	(329.187)	(312.587)	-5%	(445.286)	(353.756)	-21%
Imposto de renda e contribuição social	(8.890)	(20.517)	131%	(8.890)	(20.517)	131%
Lucro (Prejuízo) do Período	46.207	(39.763)	n/a	(61.461)	(65.792)	7%
EBITDA ajustado*	32.706	427.974	1209%	67.463	468.973	595%
Margem EBITDA ajustada	15%	65%	32 p.p.	30%	72%	23 p.p.

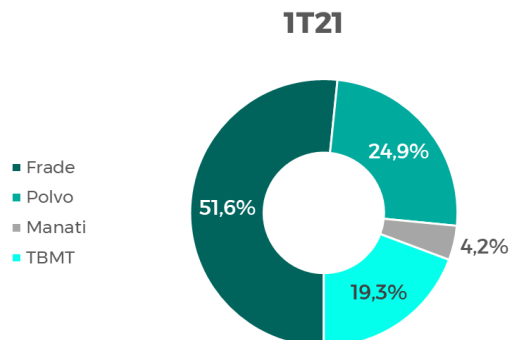
*O EBITDA Ajustado é calculado semelhante ao EBITDA, desconsiderando a linha composta com efeitos não recorrentes "Outras Receitas e Despesas".

A PetroRio registrou R\$ 655 milhões em Receita Líquida no 1T21, um aumento anual de 194%, impactada positivamente (i) pelo aumento de 33% na quantidade de óleo vendida em comparação ao 1T20, devido à incorporação de **TBMT** em agosto de 2020, e (ii) pela alta do preço do petróleo tipo *Brent*, que registrou média de US\$ 61,32 por barril, um aumento de 21% na comparação ano contra ano e 35% na comparação com o trimestre imediatamente anterior.

O ativo de gás natural **Manati**, por sua vez, contribuiu com Receita Líquida de R\$ 27 milhões no trimestre, referentes à participação de 10% da PetroRio no consórcio de gás natural. O ativo gerou receita 12% maior do que no trimestre imediatamente anterior e 108% 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 primeiro trimestre de 2021, 51,6% da receita foi originada de **Frade**, 24,9% por meio da venda do óleo de **TBMT** e 19,3% dos *offtakes* de **Tubarão Martelo**.

Receita Por Ativo



Os Custos dos Produtos Vendidos ("CPV") apresentaram um acréscimo de 19% no 1T21 frente ao 1T20 (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\$ 481 milhões, 559% 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; (ii) do impacto na receita do maior volume de venda; e (iii) do aumento de custos proporcionalmente menor.

As despesas gerais e administrativas incluem gastos com M&A, pessoal, projetos, geologia e geofísica e somaram R\$ 53 milhões no trimestre. O aumento de 32% na rubrica se deve principalmente ao aumento de gastos com geologia e geofísica para o projeto de desenvolvimento de **Wahoo** e às despesas com pessoal, que aumentaram no trimestre devido ao pagamento da bonificação anual.

O EBITDA ajustado (ex-IFRS 16) de R\$ 428 milhões, 1.209% superior frente ao mesmo período do ano anterior, foi impulsionado pelo crescimento do Resultado Operacional.

O resultado financeiro (ex-IFRS 16) da Companhia foi negativo em R\$ 320 milhões, vs. R\$ 12 milhões positivos no 1T20, impactado por R\$ 285 milhões negativos de variação cambial (efeito não-caixa) sobre itens de balanço denominados em dólar, como as provisões de abandono e as dívidas da Companhia. Esta variação cambial não apresenta impacto direto à saúde financeira da PetroRio, tendo em vista que as receitas e o caixa da Companhia são majoritariamente denominados em dólar.

	Ex-IFRS 16	Com IFRS 16
Resultado Financeiro Líquido	(320.878)	(362.048)
Resultado financeiro	(20.076)	(20.076)
Variação Cambial sobre Caixa, Dívida e Outros	16.786	16.786
Variação Cambial sobre Mútuos (Intercompany)	(211.585)	(211.585)
Variação Cambial sobre Provisão de Abandono	(90.042)	(90.042)
Juros (AVP) Provisão de Abandono	(15.962)	(15.962)
Impactos IFRS 16	-	(41.170)
Juros (AVP) IFRS 16	-	(9.175)
Variação Cambial sobre IFRS 16	-	(31.994)

O lucro líquido (ex-IFRS 16) do ano foi negativo em R\$ 40 milhões contra R\$ 46 milhões positivos registrados no 1T20. O resultado foi impactado negativamente pelo efeito contábil (não-caixa) da variação cambial e da depreciação e amortização dos novos ativos.

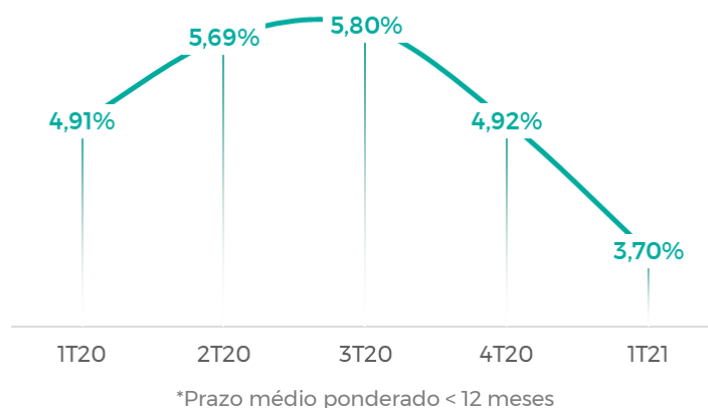


CAIXA, DÍVIDA E FINANCIAMENTOS

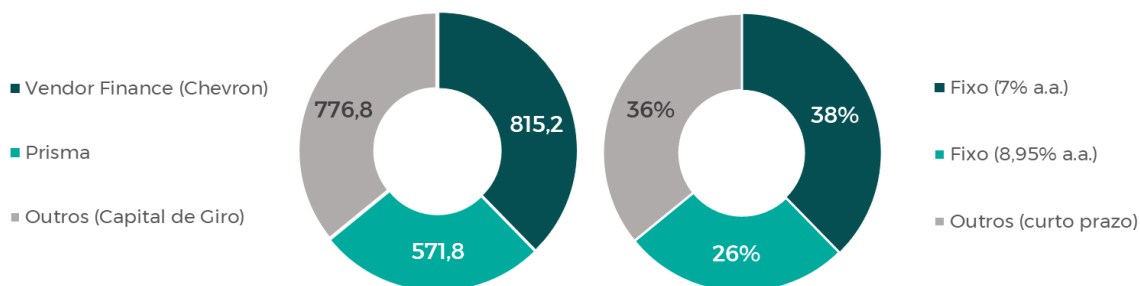
Em janeiro de 2021, a Companhia realizou uma Oferta Pública de Ações com Esforços Restritos ("Follow-on"). Foram emitidas 29.700.000 ações a R\$ 69,00, totalizando um montante de aproximadamente R\$ 2 bilhões, a serem utilizados no crescimento orgânico da PetroRio, através da antecipação da agenda de investimentos nos ativos já existentes, e no crescimento inorgânico, através de aquisições de novos ativos.

Além do reforço de liquidez, a Oferta também contribuiu para a redução do custo de capital da Companhia, permitindo a substituição das dívidas de curto prazo, tomadas para financiar o capital de giro, por instrumentos com taxas menores, conforme abaixo.

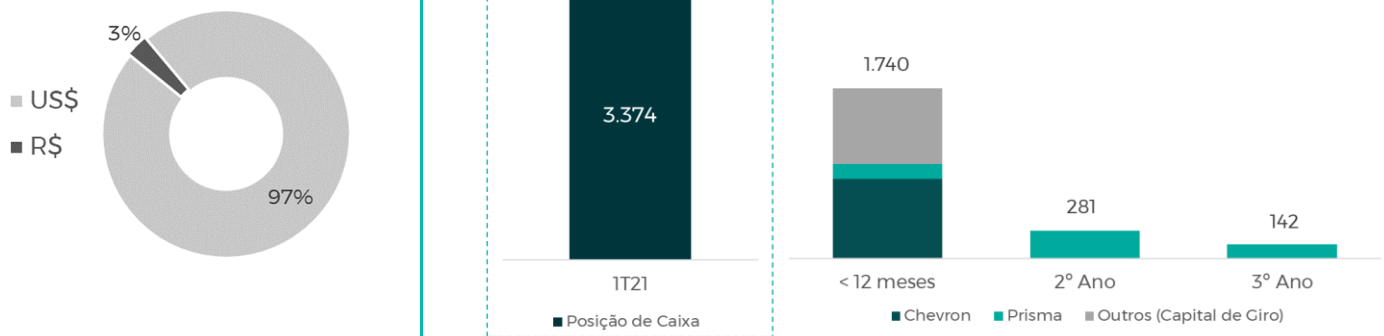
Custo da dívida - Capital de giro* (em R\$ MM)



Empréstimos e Financiamentos (em R\$ MM)



Cronograma de amortização (em R\$ MM)

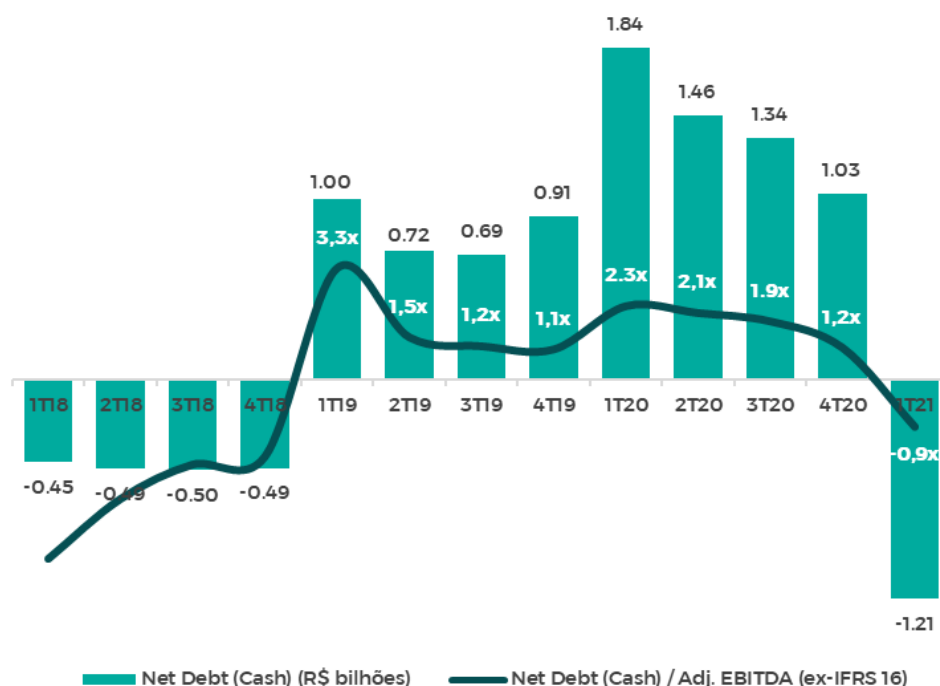


ALAVANCAGEM

A Companhia apresentou melhora no indicador de alavancagem através de (i) posição de caixa líquido após a Oferta e (ii) resultados crescentes. Ilustrando o efeito do crescimento do resultado, quando desconsiderado o caixa do *follow-on*, o Net Debt/EBITDA Ajustado teria reduzido de 1,2x no 4T20 para 0,6x no 1T21.

Ainda assim, é importante ressaltar que essa evolução ainda não retrata o real cenário, uma vez que a posição de caixa líquido tem os impactos da aquisição do **FPSO Bravo** e *farm-in* de **TBMT** (agosto de 2020), e da conclusão da aquisição dos 30% de **Frade** (fevereiro de 2021), enquanto o EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses ainda não contempla a contribuição total dos mesmos.

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	380.490
Embarcações de Apoio	181.853
Helicópteros	37.764
Edificações/Bases de Apoio	86.096
Equipamentos	89.366
Total	775.569

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	84.944	1.373
Atualização cambial	-	(35.479)
Atualização monetária	-	(9.632)
Pagamentos efetuados	-	67.841
Depreciação	(41.248)	-
Saldo em 31 de março de 2021	413.532	(601.997)
Circulante	-	(189.846)
Não Circulante	413.532	(412.151)

Maiores detalhes podem ser encontrados nas notas explicativas 16 do ITR do 1º trimestre de 2021.

BALANÇO PATRIMONIAL

(Em milhares de R\$)

ATIVO	4T20	1T21
Caixa e equivalentes de caixa	809.273	3.185.031
Títulos e Valores Mobiliários	22.793	77.820
Caixa Restrito	49.996	110.770
Contas a receber	386.165	22.568
Estoque de Óleo	186.160	375.890
Estoque de Consumíveis	8.506	19.891
Instrumentos financeiros Derivativos	14.926	10.994
Tributos a recuperar	124.321	105.144
Adiantamentos a fornecedores	58.245	62.647
Adiantamentos a parceiros	86.997	28.153
Despesas antecipadas	25.594	23.233
Outros créditos	-	613
Total Ativo Circulante	1.772.976	4.022.754
Ativo disponível para venda	68.439	74.533
	1.841.415	4.097.287
Adiantamentos a fornecedores	12.596	12.596
Depósitos e cauções	20.317	15.243
Tributos a recuperar	32.848	32.203
Tributos diferidos	199.942	258.998
Direito de Uso (Leasing CPC 06.R2/IFRS 16)	369.836	413.532
Imobilizado	3.359.013	3.384.265
Intangível	956.866	1.127.624
Total Não circulante	4.951.418	5.244.461
Total do Ativo	6.792.833	9.341.748

PASSIVO	4T20	1T21
Fornecedores	236.889	119.524
Obrigações trabalhistas	54.857	41.101
Tributos e contribuições sociais	87.741	120.602
Empréstimos e financiamentos	1.519.966	1.882.524
Debêntures	-	-
Adiantamentos de parceiros	-	-
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2/IFRS 16)	252.645	189.846
Outras obrigações	-	-
Total Passivo Circulante	2.152.098	2.353.597
Passivos mantidos para venda	(2.649)	462
	2.149.449	2.354.059
Fornecedores	13.640	13.448
Empréstimos e financiamentos	389.753	281.251
Debêntures	-	-
Provisão para abandono de instalações	638.504	853.359
Provisão para contingências	75.809	91.295
Tributos diferidos	-	-
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2/IFRS 16)	373.455	412.151
Outras obrigações	960	960
Total Não circulante	1.492.121	1.652.464
Participações minoritárias	849	-
Capital Social Realizado	3.326.900	5.305.772
Reservas de Capital	321.359	321.483
Outros resultados abrangentes	579.820	851.426
Prejuízos acumulados	(1.530.431)	(1.077.664)
Resultado acumulado do período	452.766	(65.792)
Total Patrimônio líquido	3.150.414	5.335.225
Total do Passivo	6.795.482	9.341.286

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO

(Em milhares de R\$)

	1T20	1T21
Receita Total	223.162	655.334
Custos de Produto Vendido	(84.513)	(101.329)
Depreciação e amortização	(90.084)	(101.957)
Royalties	(32.228)	(33.244)
Resultado Bruto	16.337	418.803
Receitas (despesas) operacionais		
Geologia e geofísica	(151)	(6.900)
Despesas com pessoal	(10.554)	(23.634)
Despesas gerais e administrativas	(9.495)	(3.364)
Despesas com serviços de terceiros	(16.461)	(12.131)
Impostos e taxas	(2.296)	(5.759)
Depreciação e amortização - G&A	(41.571)	(29.992)
Outras receitas (despesas) operacionais	115.103	(20.251)
Resultado financeiro	(103.483)	(362.048)
Resultado antes do Imposto de renda e contribuição social	(52.572)	(45.275)
<i>Imposto de renda e contribuição social - Corrente</i>	<i>(12.142)</i>	<i>(79.573)</i>
<i>Imposto de renda e contribuição social - Diferido</i>	<i>3.252</i>	<i>59.056</i>
Lucro (Prejuízo) do Período	(61.461)	(65.792)

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA

(Em milhares de R\$)

	4T20	1T21
Fluxos de caixa das atividades operacionais		
Resultado do período (antes de impostos)	484.080	(45.275)
Depreciação e amortização	843.800	146.163
Receita financeira	(1.170.919)	16.210
Despesa financeira	1.841.303	390.652
Remuneração com base em plano de ações	7.545	124
Resultado de equivalência patrimonial	-	-
Perda/Baixa de ativos não circulantes	-	-
Provisão para contingências/perdas	(183)	6.067
Redução da provisão do abandono	(602.310)	946
Ganho na aquisição de Ativos de E&P	-	-
Provisão de impairment	-	-
Ajuste de depreciação do Campo de Frade D&M	-	-
	1.403.315	514.887
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber	31.557	377.597
Tributos a recuperar	8.571	19.992
Despesas antecipadas	(17.078)	3.117
Adiantamento a fornecedores	885	424
Estoque de óleo	(28.212)	(75.403)
Estoque de consumíveis	(3.133)	(11.385)
Adiantamento a parceiros em operações de E&P	233.630	74.854
Depósito e cauções	(16.786)	5.082
Outros créditos	139	(613)
Aumento (redução) nos passivos		
Fornecedores	80.863	(103.950)
Obrigações trabalhistas	15.912	(13.765)
Tributos e contribuições sociais	(82.564)	(53.494)
Partes relacionadas	-	-
Contingências	2.780	0
Adiantamento de parceiros em operações de E&P	4	-
Outras obrigações	(12.338)	-
Caixa líquido das atividades operacionais	1.617.545	737.344
Fluxos de caixa das atividades de investimento		
(Aplicação) Resgate de títulos e valores mobiliários	206.491	(50.613)
(Aplicação) Resgate em caixa restrito	65.950	(55.987)
(Aplicação) Resgate em fundo de abandono	(1)	0
Ativo não circulante mantido pra venda	-	(3.354)
(Aquisição) de ativo imobilizado	(163.123)	(43.295)
(Aquisição) de ativos intangíveis	(90.967)	(15.263)
(Aumento) redução de investimentos	-	-
Aquisição de Ativos - Frade	(603.492)	(221.799)
Caixa líquido das atividades de investimento	(585.143)	(390.311)
Fluxos de caixa das atividades de financiamento		
Empréstimos e financiamentos	(409.437)	30.296
Encargos contratuais Leasing IFRS 16 - Principal	(198.701)	(58.209)
Encargos contratuais Leasing IFRS 16 - Juros	(45.473)	(9.632)
Debêntures	-	-
Operação com derivativos	(155.960)	-
(Compra) venda de ações da própria Companhia (mantidas em tesouraria)	85.787	-
(Redução) Integralização de capital	10.489	1.978.872
Participações dos não controladores	-	(666)
Caixa líquido (aplicado nas) gerado das atividades de financiamento	(713.295)	1.940.661
Ajuste de conversão	30.769	88.063
Aumento (redução) líquido no caixa e equivalentes de caixa	349.876	2.375.757
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	459.397	809.273
Caixa e equivalente de caixa no final do exercício	809.273	3.185.031
Aumento (redução) líquido no caixa e equivalentes de caixa	349.876	2.375.758



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.