

PetroRio

 **DIVULGAÇÃO
DE
RESULTADOS**

3T21



Teleconferência 3T21

04 de novembro 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

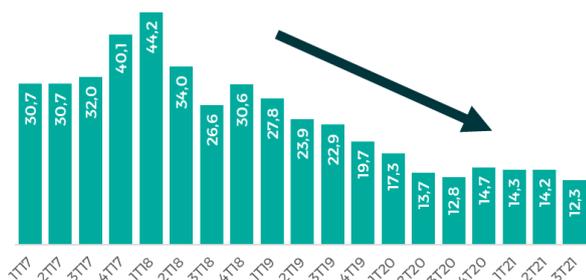
Rio de Janeiro, 03 de novembro de 2021 - A Petro Rio S.A. ("PetroRio" ou "Companhia") (B3: PRIO3) apresenta seus resultados referentes ao terceiro trimestre de 2021 ("3T21"). As informações financeiras e operacionais descritas a seguir, exceto onde indicado o contrário, são apresentadas em bases consolidadas 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	839.159.130		
Market Cap (30/09/2021) ex-tesouraria	R\$ 20.995.761.433		
Último preço (30/09/2021)	R\$ 25,02		
Variação de preço - 12 meses	259%		
Média diária de negociação - 90 dias	R\$ 334.251.339		

DESTAQUES DO PERÍODO

- Receita líquida de R\$ 940 milhões
- Lucro líquido (ex-IFRS 16) de R\$ 125 milhões
- EBITDA ajustado (ex-IFRS 16) de R\$ 547 milhões no trimestre (vs. R\$ 204 milhões no 3T20)
- Aproximadamente 2,5 milhões de barris vendidos e produção média de 31.6 Mboepd
- Lifting cost de US\$ 12,3/barril, o menor já registrado
- Conclusão do *tieback* entre Polvo e Tubarão Martelo

Lifting Cost (US\$/bbl)



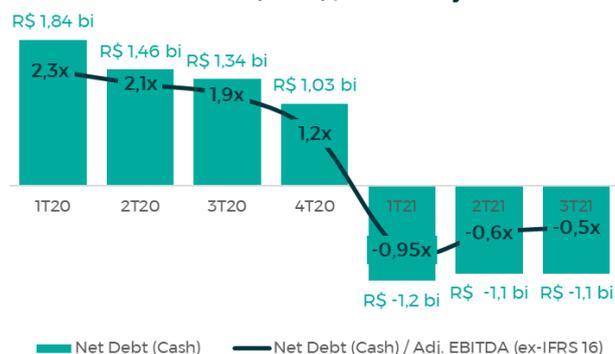
Produção (bbl/d)



Posição de Caixa (R\$ MM)



Net Debt (Cash) / EBITDA ajustado



MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

“O terceiro trimestre de 2021 começou com a maior conquista operacional da Companhia até o momento: a conclusão do tieback entre Polvo e Tubarão Martelo.

O projeto, além de contribuir de maneira expressiva para a redução do lifting cost, que chegou a US\$ 12,3 por barril nesse trimestre, e para a redução da pegada de carbono da companhia através, de uma menor queima de combustível em nossas unidades, foi concluído dentro do orçamento e do cronograma proposto.

Parabéns a toda a nossa equipe, que trabalha com muito afinco e disciplina para sempre alcançarmos nossos objetivos. Tais resultados confirmam a nossa confiança para a execução do próximo grande projeto, o desenvolvimento de Wahoo.

Também concluímos, com a aprovação da ANP, as aquisições das participações de Wahoo, chegando a 64,3% do consórcio e atualmente estamos seguindo os procedimentos estabelecidos no contrato de operação (JOA) para a declaração de comercialidade do campo, e posterior implementação do plano de desenvolvimento, de maneira a consolidar a produção do campo no FPSO Valente (que opera no campo de Frade).

Ao longo do trimestre tivemos a falha da bomba submersa do poço TBMT-2H, no campo de Tubarão Martelo por conta da vida útil avançada, e já estamos com tudo encaminhado para a retomada de produção do mesmo em novembro, antes do poço TBMT-8H que também apresentou falha mais ao início do ano e que deve retornar em dezembro.

Ainda no Cluster Polvo / Tubarão Martelo, recentemente, colocamos em produção o poço TBMT-10H, com uma vazão inicial de 3.800 barris por dia (com royalties de 5%) cujo payback se dará em menos de 3 meses.

De maneira a iniciar a implementação dos nossos projetos no Campo de Frade ainda no primeiro trimestre de 2022, e em seguida passar a implementação do plano de desenvolvimento de Wahoo, contratamos a sonda NORBE VI em julho, com mobilização prevista para o primeiro trimestre de 2022.

Finalmente, continuamos atentos aos riscos do COVID-19, zelamos pelo bem-estar dos nossos colaboradores e da sociedade e estamos otimistas com relação a reabertura das economias mundiais, que, dentre outros motivos tem levado a cotação do Brent para níveis superiores a US\$ 80 por barril.”

DESEMPENHO OPERACIONAL

	3T20	4T20	1T21	2T21	3T21	3T21 X 3T20	3T21 X 2T21
Brent Médio	\$ 43,34	\$ 45,26	\$ 61,32	\$ 69,08	\$ 73,23	68,9%	6,0%
Preço Médio de Venda	\$ 42,71	\$ 46,26	\$ 62,19	\$ 66,85	\$ 74,41	74,2%	11,3%
Tx Câmbio Média	5,38	5,40	5,48	5,29	5,23	-2,7%	-1,2%
Tx Câmbio Final	5,61	5,19	5,70	5,00	5,44	-3,0%	8,7%
Offtakes (kbbbl)							
Campo de Frade (100%) ¹	993	1.943	1.021	1.530	986	-0,7%	-35,6%
Cluster Polvo e TBMT (95%) ²	1.405	1.782	907	1.307	1.498	6,7%	14,6%
Total PetroRio	2.397	3.724	1.928	2.837	2.485	3,6%	-12,4%
Produção (boepd)							
Campo de Frade (100%) ¹	12.838	11.928	15.086	14.941	16.398	27,7%	9,8%
Cluster Polvo e TBMT (95%) ²	14.752	15.777	14.147	14.093	13.356	-9,5%	-5,2%
Campo de Manati (10%)	1.740	2.285	2.084	2.191	1.868	7,4%	-14,7%
Total PetroRio	29.330	29.990	31.317	31.225	31.622	7,8%	1,3%
Lifting Cost (US\$/bbl)							
PetroRio	12,8	14,7	14,3	14,2	12,3	-4,4%	-13,7%

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%.

² Com a conclusão do *tieback*, em 14 de julho de 2021, a participação da PetroRio nos campos e Polvo e Tubarão Martelo passou de 100% e 80%, respectivamente, para 95% dos dois campos.

Como principal destaque do trimestre, o *lifting cost* teve uma redução de 14% quando comparado ao último trimestre, devido à conclusão do *tieback* entre os campos de **Polvo** e **Tubarão Martelo**, que reduziu o custo de operação com a parada definitiva e descomissionamento do FPSO Polvo, anteriormente afretado ao campo e operado pela BW. A redução no trimestre, contudo, ainda não reflete inteiramente os efeitos do *tieback*, uma vez que este foi concluído em 14 de julho e nem todas as sinergias foram completamente capturadas no trimestre.

No terceiro trimestre do ano, a Companhia realizou cinco *offtakes*, três em julho, um em agosto e um em setembro, totalizando venda de aproximadamente 2,5 milhões de barris, sendo 986 milhões de barris em **Frade** e 1,5 milhões de barris vendidos no Cluster **Polvo + TBMT**, com preço médio bruto de vendas de US\$ 74,41.

O volume produzido de **Frade** no terceiro trimestre de 2021 foi 10% maior que o volume produzido no trimestre anterior, devido à parada programada realizada no 2T21, e 28% superior ao registrado no mesmo período do ano anterior, com o aumento de participação no Campo, de 70% para 100%, concluída em fevereiro de 2021.

No Cluster **Polvo + TBMT**, a queda de produção de 7% ano contra ano e 15% na comparação trimestral se deve (i) à parada programada realizada em julho em **Polvo**, necessária para a finalização do *tieback*, que cessou a produção por 10 dias; (ii) à parada do poço TBMT-8H, que está paralisado desde março de 2021, com a falha da BCS; e (iii) à parada do poço TBMT-2H em meados de setembro, devido à uma falha na conexão elétrica do poço. O *workover* do poço TBMT-8H foi iniciado, temporariamente interrompido para a completação do poço TBMT-10H e está sendo retomado.

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* e esse continuará sendo um pilar dos atuais e futuros projetos. Abaixo, a Companhia apresenta a evolução do seu *lifting cost* desde o início de 2017.

Lifting Cost PetroRio (US\$/bbl)



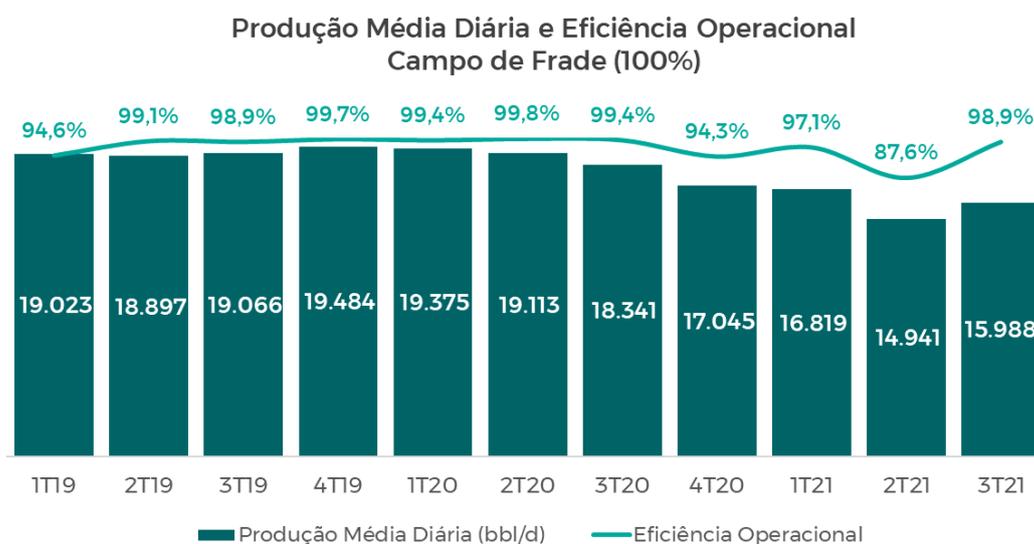
O *lifting cost* do 3T21 apresentou redução de aproximadamente 14% quando comparado ao trimestre anterior, positivamente impactado pela conclusão do *tieback* entre **Polvo** e **TBMT**, que possibilitou uma redução de custos operacionais (“OPEX”) de US\$ 50 milhões ao ano com o desligamento do FPSO Polvo, que era afretado ao campo. Em contrapartida, o *lifting cost* realizado no 3T21 ainda não reflete inteiramente toda a redução prevista pelo projeto, como mencionado acima.

FPSO Bravo operando no Cluster Polvo + TBMT



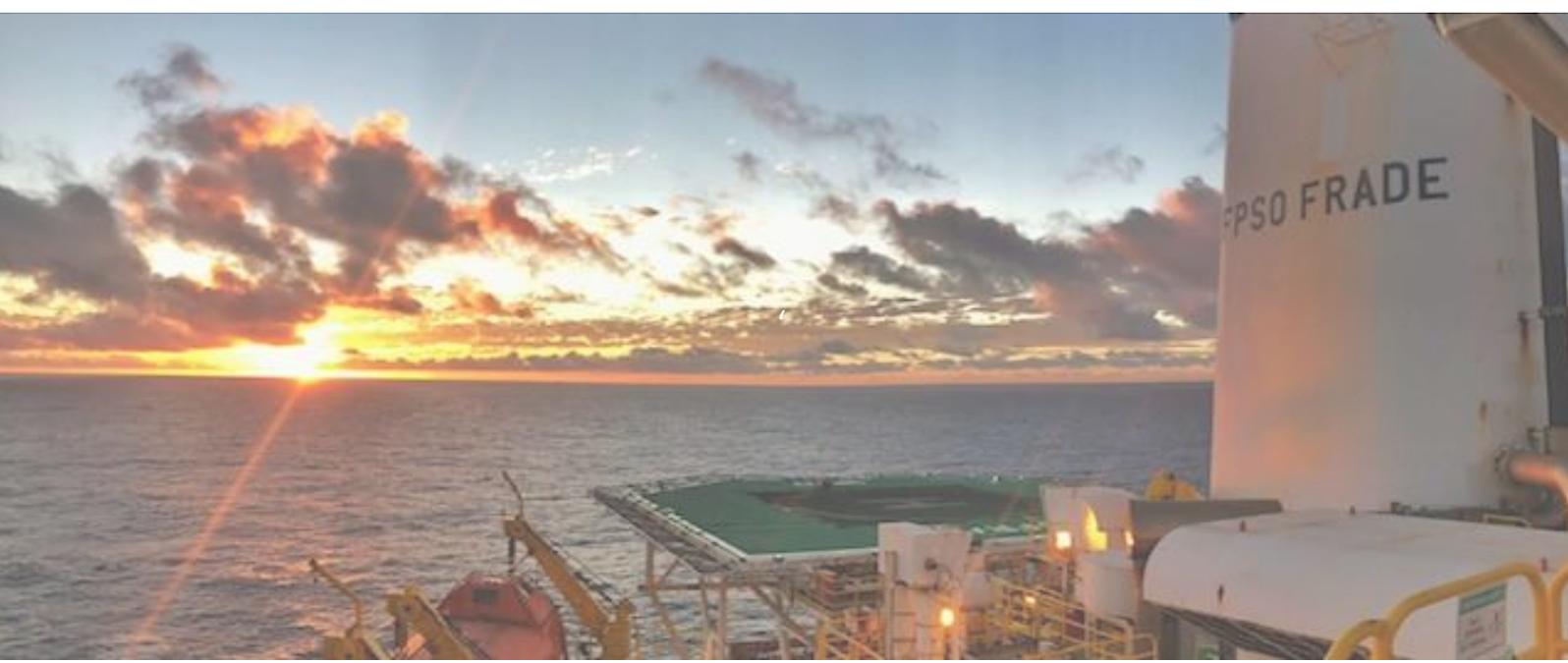
CAMPO DE FRADE

A eficiência operacional no trimestre ficou em 98,9%, recuperando o nível de excelência operacional do campo. A produção do campo, com mais de 2 anos de gestão da PetroRio, tem demonstrado os efeitos do declínio natural de campos maduros. 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, a ser realizada pela sonda NORBE VI.

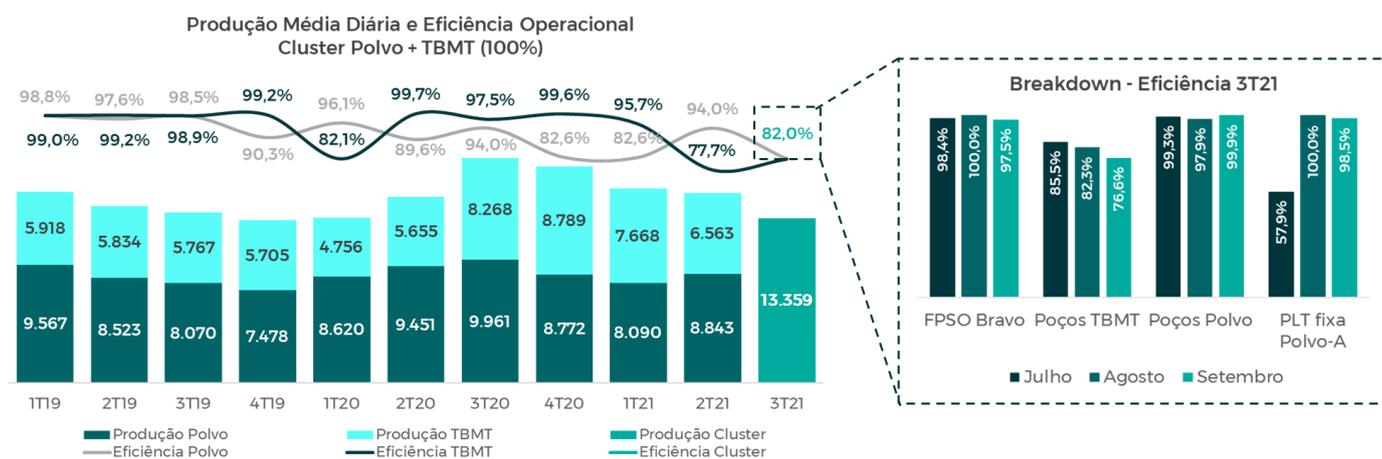


CLUSTER POLVO E TBMT

O Cluster **Polvo + TBMT** apresentou média de produção diária 13% inferior ao trimestre anterior, devido (i) à parada programada de 10 dias realizada no campo de **Polvo** em julho, necessária para a conclusão do *tieback*; (ii) ao período de adaptação das bombas centrífugas submersas dos poços de **Polvo** à nova configuração promovida pelo *tieback*; (iii) à parada do poço POL-012-R por 14 dias entre julho e agosto, para realização de *workover*; (iv) pela parada do poço TBMT-2H em meados de setembro, por falha nos umbilicais elétricos, já está em processo de reparação; e (v) pela continuação da parada 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* do poço TBMT-8H, que estava sendo realizado pela sonda Kingmaker, foi interrompido em agosto após passar por algumas dificuldades no processo de pescaria de peças que estavam no poço. A sonda Kingmaker finalizou a completação do poço TBMT-10H em outubro, e em sequência retornou ao poço TBMT-8H para dar prosseguimento às etapas finais do *workover*. O poço TBMT-2H também está em fase de manutenção, e a Companhia espera que o Campo de **Tubarão Martelo** volte à produção plena até o final do ano.

A média de eficiência operacional do Cluster no trimestre foi de aproximadamente 82%. A eficiência do Cluster foi impactada pela parada programada realizada em **Polvo** no início de julho para a finalização do *tieback* e pelas paradas dos poços TBMT-2H e TBMT-8H. O gráfico abaixo ilustra a produção e a eficiência dos campos desde 2019:



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

Adicionalmente, a Companhia informa que, em outubro, iniciou a produção do sexto poço de **Tubarão Martelo**, o TBMT-10H, com produção média de 3.800 bbl/d.

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, anteriormente 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**.

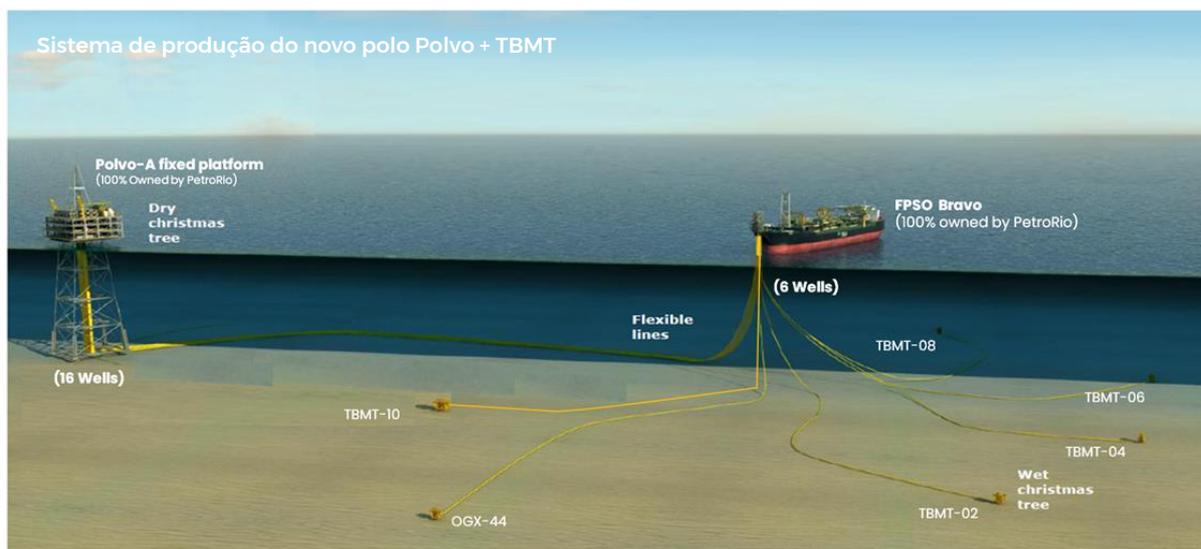
O FPSO **Bravo**, construído e entregue ao Campo de **TBMT** em 2013, possui alta confiabilidade operacional e alta capacidade de processamento e armazenamento de óleo, funcionalidades que, com o *tieback*, estão sendo compartilhadas com o Campo de **Polvo**. Ao longo do ano de 2021, o FPSO vem demonstrando alta eficiência operacional, exceto pelo mês de junho, quando ocorreu a parada programada necessária para realização do *tieback*. O gráfico a seguir mostra a eficiência do FPSO ao longo do ano:



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**.



CAMPO DE 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.

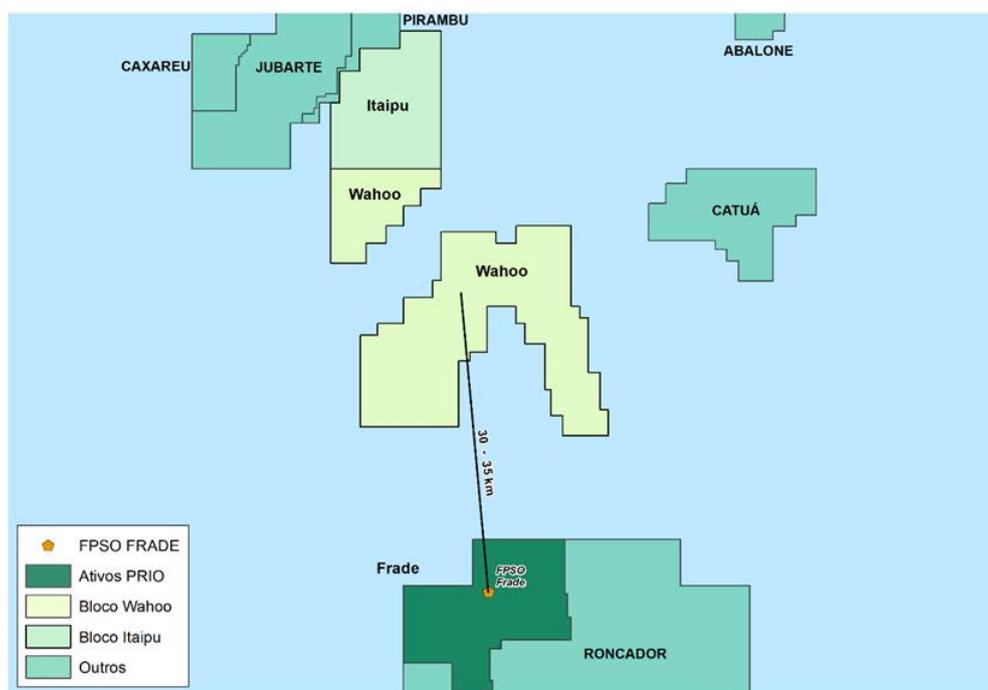
Wahoo, com descoberta de óleo em 2008 e teste de formação realizado em 2010, tem potencial para produzir aproximadamente 125 milhões de barris 1P (100% do campo), de acordo com o relatório de certificação de reservas da DeGolyer & MacNaughton ("D&M"). A Companhia estimou uma produtividade média inicial 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**.



CAMPO DE GÁS NATURAL DE MANATI

O volume de gás líquido vendido no trimestre foi de 1.868 boepd, 15% abaixo do trimestre anterior e 7,4% acima do registrado no mesmo período do ano anterior. A redução na comparação trimestral foi observada principalmente no mês de setembro, devido à interrupção da produção de forma preventiva no final do mês, em função de um vazamento de gás no duto terrestre.

O custo de operação, composto por custos diretos excluindo a depreciação, foi de R\$ 6,3 milhões, 6% abaixo dos R\$ 6,7 milhões registrados no 2T21 e 47% acima do registrado no 3T20. Outros R\$ 2,2 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.



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, o principal fator que impactou o desempenho financeiro da PetroRio foi o aumento da receita, reflexo do aumento nas vendas e crescimento do preço do *Brent*, que atingiu uma média de US\$ 73,23 por barril no trimestre, no seu maior patamar dos últimos três anos.

Resultados do Período

(Em milhares de R\$)

	Ex IFRS-16			Acumulado - Ex IFRS-16			Inclui IFRS-16		
	3T20	3T21	Δ	9M20	9M21	Δ	3T20	3T21	Δ
Receita Total	488.696	939.517	92%	1.024.150	2.617.688	156%	488.696	939.517	92%
Custos de Produto Vendido	(223.882)	(270.466)	21%	(429.087)	(662.211)	54%	(153.391)	(211.149)	38%
Royalties	(24.376)	(78.576)	222%	(77.733)	(194.020)	150%	(24.376)	(78.576)	222%
Resultado das Operações	240.438	590.475	146%	517.330	1.761.457	240%	310.929	649.792	109%
Despesas gerais e administrativas	(36.714)	(43.292)	18%	(105.729)	(143.480)	36%	(35.291)	(41.869)	19%
Outras receitas (despesas) operacionais	33.208	15.773	-53%	262.133	(66.663)	-125%	33.208	15.773	-53%
EBITDA	236.931	562.956	138%	673.734	1.551.314	130%	308.845	623.696	102%
Margem EBITDA	48%	60%	+12 p.p.	66%	59%	-6 p.p.	63%	66%	+4 p.p.
Depreciação e amortização	(155.376)	(154.735)	0%	(458.598)	(451.712)	-2%	(200.821)	(191.969)	-4%
Resultado financeiro	(162.851)	(212.745)	31%	(340.479)	(432.843)	27%	(182.182)	(264.307)	45%
Receita Financeira	275.498	220.610	-20%	1.034.843	794.068	-23%	275.498	220.610	-20%
Despesa Financeira	(438.349)	(433.355)	-1%	(1.375.323)	(1.226.911)	-11%	(457.680)	(484.917)	6%
Imposto de renda e contribuição social	(36.441)	(70.317)	93%	(22.378)	(231.773)	936%	(36.441)	(70.317)	93%
Lucro (Prejuízo) do Período	(117.738)	125.159	n/a	(147.722)	434.986	n/a	(110.599)	97.104	n/a
	3T20	3T21	Δ	9M20	9M21	Δ	3T20	3T21	Δ
EBITDA ajustado*	203.724	547.183	169%	411.601	1.617.977	293%	275.638	607.923	121%
Margem EBITDA ajustada	42%	58%	+16 p.p.	40%	62%	+22 p.p.	56%	65%	+9 p.p.

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

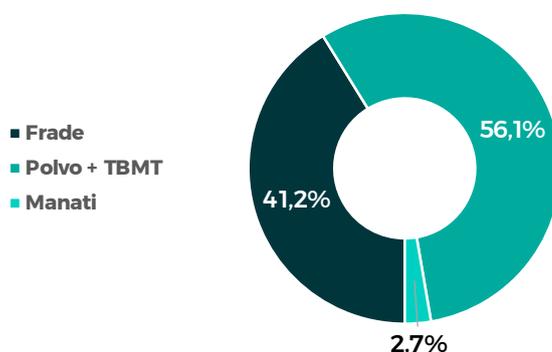
A PetroRio registrou R\$ 940 milhões em Receita Líquida no 3T21, um aumento anual de 92%, impactada positivamente pela alta do preço do petróleo tipo *Brent*, que registrou média de US\$ 73,23 por barril, um aumento de 69% na comparação ano contra ano e 6% na comparação com o trimestre imediatamente anterior.

Ainda na receita, o terceiro trimestre sofreu um impacto de mix de vendas (com uma proporção maior do óleo de **Polvo + TBMT**, que tem maior desconto comercial) e, em menor escala, por um *offtake* de **Polvo (last cargo)** que teve um desconto superior ao normalmente praticado por apresentar maior teor de água.

O ativo de gás natural **Manati**, por sua vez, contribuiu com Receita Líquida de R\$ 25 milhões no trimestre (2,7% da receita total da Companhia), referentes à participação de 10% da PetroRio no consórcio de gás natural.

Receita por Ativo

3T21



Os Custos dos Produtos Vendidos (“CPV”) apresentaram um aumento de 21% no 3T21 frente ao 3T20 (ex-IFRS 16), em decorrência do impacto das paradas programadas dos ativos ocorridas no 2T21, mais especificamente de **Frade** em maio, **TBMT** em junho e **Polvo** em julho, para conclusão do *tieback*.

A Companhia reconheceu no período Resultado Operacional (ex-IFRS 16) de R\$ 590 milhões, 146% superior ao registrado no mesmo período do ano anterior, em função das maiores receitas de **Frade** e **Polvo + TBMT**, devido ao aumento do preço do petróleo, incremento na produção e a incorporação da participação de 30% em **Frade** em 2021.

As despesas gerais e administrativas incluem gastos com M&A, pessoal, projetos, geologia e geofísica e somaram R\$ 43 milhões no trimestre. O aumento de 18% 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\$ 547 milhões, 169% superior frente ao mesmo período do ano anterior, foi impulsionado pelo expressivo crescimento do Resultado Operacional.

Em outras receitas/despesas operacionais, o destaque é o efeito não-caixa da baixa da provisão de abandono decorrente da extensão da vida útil dos ativos, devido à interligação entre **Polvo** e **TBMT**.

O resultado financeiro (ex-IFRS 16) da Companhia foi negativo em R\$ 213 milhões, vs. R\$ 163 milhões negativos no 3T20, impactado pela variação cambial (efeito não-caixa) sobre em itens de balanço denominados em dólar, como as provisões de abandono e os contratos de mútuo *intercompany*.

O lucro líquido (ex-IFRS 16) do período foi positivo em R\$ 125 milhões contra R\$ 118 milhões negativos registrados no 3T20. O resultado foi impactado positivamente pelo efeito contábil (não-caixa) da baixa contábil da provisão de abandono, além da melhor performance da cotação do petróleo tipo *Brent*.



CAIXA, DÍVIDA E FINANCIAMENTOS

A PetroRio vem, consistentemente, monitorando sua liquidez e seu grau de alavancagem. Após a emissão de Notas Representativas da Dívida (“bonds”) no valor de US\$ 600 milhões em junho de 2021, a Companhia segue a estratégia de realizar a quitação integral de todas as outras dívidas até o fim de 2021, deixando o *bond* como único financiamento vigente.

O prazo médio (*duration*) das dívidas da Companhia reforça a maior robustez da estrutura de capital que vem sendo buscada para a PetroRio, focando em horizonte de mais longo prazo, facilitando o planejamento financeiro e deixando a Companhia mais preparada para o crescimento inorgânico, um importante pilar de crescimento.

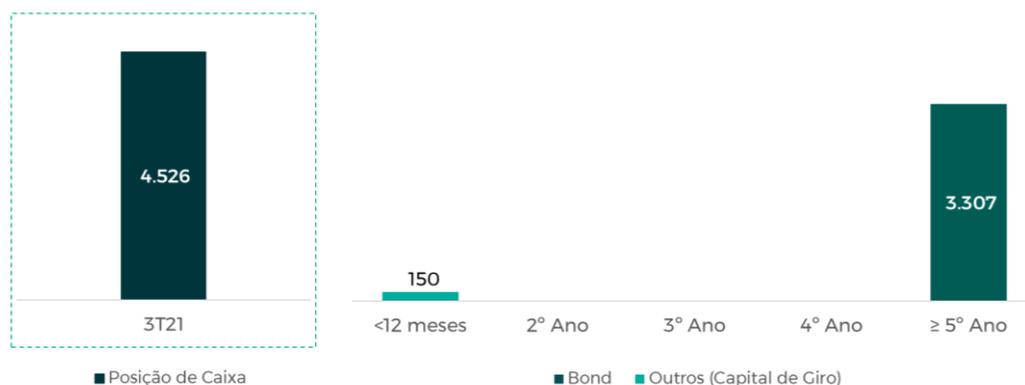
Prazo médio da dívida (em anos)



Empréstimos e Financiamentos (em R\$ MM)



Cronograma de amortização (em R\$ MM)



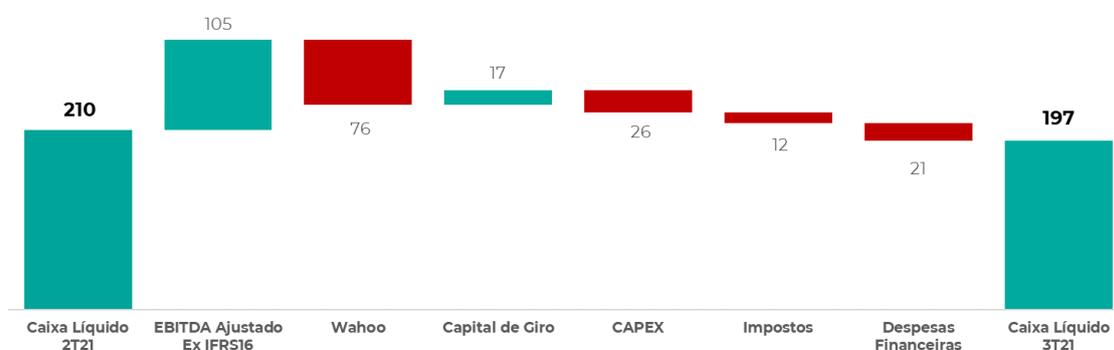


CAIXA LÍQUIDO E ALAVANCAGEM

No terceiro trimestre de 2021, a PetroRio manteve sua posição de caixa líquido com uma pequena redução, devido principalmente aos seguintes fatores:

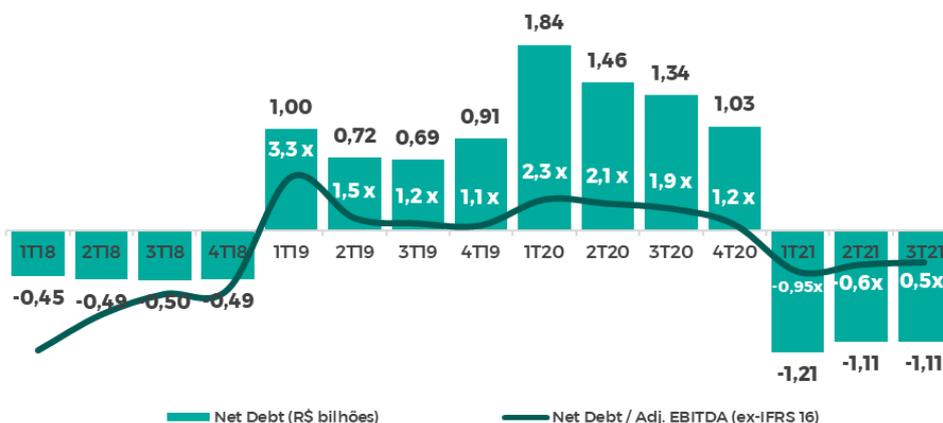
- Wahoo: gastos referentes à aquisição de **Wahoo**, com os pagamentos à Total e BP.
- Capital de Giro: ganho com recebíveis e o aumento de fornecedores;
- CAPEX: Gastos com o *tieback* entre os campos de **Polvo** e **Tubarão Martelo**, perfuração do poço POL-K e completção do TBMT-10H;
- Despesas financeiras: gastos referentes à juros e prêmio do hedge contratado em junho.

Varição do Caixa Líquido (US\$ MM)



Seguindo a estratégia da Companhia, a PetroRio segue com seu diligente trabalho de controle no indicador de alavancagem, continuando na posição de caixa líquido. Com a dívida se mantendo constante, a variação do caixa detalhado acima e principalmente pelo consistente crescimento do EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses, o Net Debt (Cash)/EBITDA Ajustado aumentou de -0,6x para -0,5x.

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 fretamento das embarcações de apoio utilizadas nas operações, que representa o maior contrato de arrendamento:

Ativos de direito de uso	Saldo
FPSO	-
Embarcações de Apoio	207.854
Helicópteros	52.985
Edificações/Bases de Apoio	88.466
Equipamentos	90.114
Total	439.419

Conforme anunciado no dia 2 de fevereiro de 2020, a Companhia adquiriu o FPSO **Bravo**, que é utilizado no sistema de produção do Campo de **Polvo e Tubarão Martelo**, no lugar do FPSO que era afretado e utilizado antes do projeto do *tieback* entre os dois campos ser concluído. Esse projeto também significou uma extensão na vida útil dos dois campos para 2033. Com isso, as taxas foram recalculadas e fixadas em 5,903% a.a. para os contratos em dólar e se manteve em 10% a.a. para os contratos em reais.

	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	180.808	(90.613)
Atualização cambial	-	(24.744)
Atualização monetária	-	(35.680)
Pagamentos efetuados	-	172.939
Depreciação	(111.225)	-
Saldo em 30 de setembro de 2021	439.419	(604.198)
Circulante	-	(142.170)
Não Circulante	439.419	(462.028)

Maiores detalhes podem ser encontrados nas notas explicativas 17 do ITR do 3º trimestre de 2021.

BALANÇO PATRIMONIAL

(Em milhares de R\$)

ATIVO	4T20	3T21
Caixa e equivalentes de caixa	809.273	1.948.979
Títulos e Valores Mobiliários	22.793	2.577.231
Caixa Restrito	49.996	-
Contas a receber	386.165	291.783
Estoque de Óleo	186.160	359.396
Estoque de Consumíveis	8.506	25.283
Instrumentos financeiros Derivativos	14.926	50
Tributos a recuperar	124.321	76.977
Adiantamentos a fornecedores	58.245	72.989
Adiantamentos a parceiros	86.997	28.477
Despesas antecipadas	25.594	9.352
Outros créditos		479
Total Ativo Circulante	1.772.976	5.390.996
Ativo disponível para venda	68.439	72.665
	1.841.415	5.463.661
Adiantamentos a fornecedores	12.596	12.596
Depósitos e cauções	20.317	15.224
Tributos a recuperar	32.848	8.891
Tributos diferidos	199.942	202.259
Direito de Uso (Leasing CPC 06.R2/IFRS 16)	369.836	439.419
Imobilizado	3.359.013	3.514.952
Intangível	956.866	1.788.163
Total Não circulante	4.951.418	5.981.505
Total do Ativo	6.792.833	11.445.166

PASSIVO	4T20	3T21
Fornecedores	236.889	204.816
Obrigações trabalhistas	54.857	105.896
Tributos e contribuições sociais	87.741	126.361
Empréstimos e financiamentos	1.519.966	200.006
Debêntures	-	-
Adiantamentos de parceiros	-	-
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2/IFRS 16)	252.645	142.170
Outras obrigações	-	448.750
Total Passivo Circulante	2.152.098	1.228.000
Passivos mantidos para venda	(2.649)	(2.845)
	2.149.449	1.225.155
Fornecedores	13.640	12.995
Empréstimos e financiamentos	389.753	3.220.824
Debêntures	-	-
Provisão para abandono de instalações	638.504	709.206
Provisão para contingências	75.809	126.465
Tributos diferidos	-	-
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2/IFRS 16)	373.455	462.028
Outras obrigações	960	1.574
Total Não circulante	1.492.121	4.533.093
Participações minoritárias	-	-
Capital Social Realizado	3.326.900	5.303.644
Reservas de Capital	321.359	338.879
Outros resultados abrangentes	579.820	669.847
Prejuízos acumulados	(1.530.431)	(1.077.664)
Resultado acumulado do período	452.766	452.214
Participações dos Acionistas	849	-
Total Patrimônio líquido	3.151.263	5.686.919
Total do Passivo	6.792.833	11.445.166

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO

(Em milhares de R\$)

	3T20	3T21
Receita Total	488.696	939.517
Custos de Produto Vendido	(153.391)	(211.149)
Depreciação e amortização	(200.821)	(191.969)
Royalties	(24.376)	(78.576)
Resultado Bruto	110.108	457.823
Receitas (despesas) operacionais	(2.083)	(26.096)
Geologia e geofísica	(104)	(913)
Despesas com pessoal	(11.852)	(27.050)
Despesas gerais e administrativas	(9.949)	(6.671)
Despesas com serviços de terceiros	(5.632)	(6.965)
Impostos e taxas	(7.753)	(270)
Outras receitas (despesas) operacionais	33.208	15.773
Resultado financeiro	(182.182)	(264.307)
Resultado antes do imposto de renda e contribuição social	(74.157)	167.420
<i>Imposto de renda e contribuição social - Corrente</i>	(9.759)	(94.553)
<i>Imposto de renda e contribuição social - Diferido</i>	(26.682)	24.236
Lucro (Prejuízo) do Período	(110.599)	97.104

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

	3T20	3T21
Fluxos de caixa das atividades operacionais		
Resultado do período (antes de impostos)	(74.158)	167.421
Depreciação e amortização	204.268	208.104
Receita financeira	(221.158)	(58.663)
Despesa financeira	437.501	424.730
Remuneração com base em plano de ações	2.117	16.585
Resultado de equivalência patrimonial	-	-
Provisão para contingências/perdas/P&D	(20.767)	23.403
Redução da provisão do abandono	-	(112.301)
Provisão de impairment	-	-
	327.803	669.279
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber	30.985	54.634
Tributos a recuperar	6.674	(62.466)
Despesas antecipadas	(17.746)	6.861
Adiantamento a fornecedores	(2.134)	(3.711)
Estoque de óleo	(59.985)	(3.256)
Estoque de consumíveis	(1.587)	(11.584)
Partes relacionadas	-	-
Adiantamento a parceiros em operações de E&P	38.756	(14.418)
Depósito e cauções	(677)	-
Outros créditos	(3.007)	613
Aumento (redução) nos passivos		
Fornecedores	134.248	37.124
Obrigações trabalhistas	7.323	30.872
Tributos e contribuições sociais	2.105	5.315
Partes relacionadas	-	-
Contingências	-	-
Outras obrigações	1	264
Caixa líquido (aplicado nas) gerado das atividades operacionais	462.759	709.527
Fluxos de caixa das atividades de investimento		
(Aplicação) Resgate de Títulos e Valores Mobiliários	(16.255)	(1.277.033)
(Aplicação) Resgate em Caixa Restrito	(19.056)	16.616
(Aplicação) Resgate em Fundo de Abandono	-	(4.509)
Ativo não circulante mantido pra venda	-	-
(Compra) venda de ativo imobilizado	(52.374)	(216.370)
(Compra) venda de ativo intangível	(69.767)	(375.702)
(Aumento) redução de investimentos	-	-
(Aquisição) de ativos de óleo e gás	(300)	-
Caixa líquido (aplicado nas) gerado das atividades de investimento	(157.752)	(1.856.998)
Fluxos de caixa das atividades de financiamento		
Captações de empréstimos	-	-
Pagamento de principal sobre empréstimos	(44.187)	(340.329)
Juros pagos sobre empréstimos	(27.121)	(3.300)
Encargos contratuais Leasing IFRS 16 - Principal	(59.900)	(16.709)
Encargos contratuais Leasing IFRS 16 - Juros	-	(18.505)
Operação com derivativos	(80.240)	(4)
(Compra) venda de ações da própria Companhia (mantidas em tesouraria)	(10.587)	-
(Redução) Integralização de capital	10.587	-
Participações dos não controladores	272	-
Caixa líquido (aplicado nas) gerado das atividades de financiamento	(211.176)	(378.847)
Ajuste de conversão	8.767	93.678
Aumento (redução) líquido no caixa e equivalentes de caixa	102.898	(1.432.640)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	319.688	3.381.619
Caixa e equivalente de caixa no final do período	422.586	1.948.979
Aumento (redução) líquido no caixa e equivalentes de caixa	102.898	(1.432.640)



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, redesenolvimento, 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.petroriosa.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.