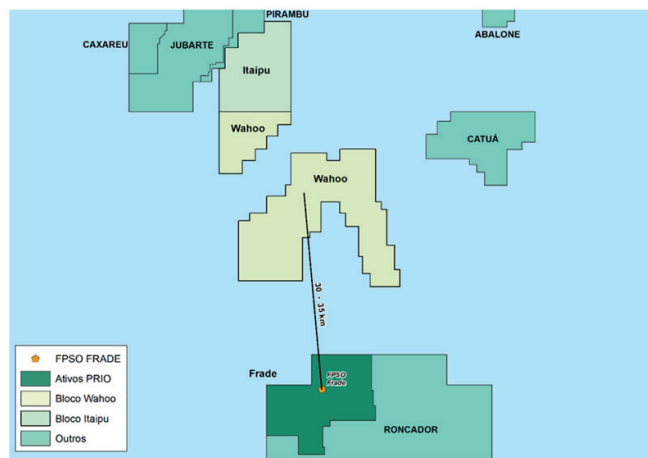


Relatório da Administração

"Gostaríamos de começar agradecendo a todos os nossos colaboradores por sua dedicação durante esse ano, com sucessos operacionais importantes como a conexão de Polvo e Tubarão Martelo, particularmente com o pano de fundo de COVID-19. Eles se superaram em todos os sentidos, e foram os responsáveis pelo êxito da Companhia.

O ano de 2021 foi marcado por diversas conquistas e nos preparou para um próximo ciclo de crescimento. Em paralelo, vimos o mundo continuar a se recuperar da pandemia do COVID-19, com esforços amplos de vacinação, reduzindo drasticamente a taxa de mortalidade da doença, e reabrindo gradualmente suas economias. A maior conquista operacional da PetroRio no ano, foi a conclusão do tieback entre Polvo e Tubarão Martelo. O projeto como um todo teve um investimento de US\$45 milhões, e gerou economias de US\$50 milhões por ano para o cluster, em linha com os esforços de disciplina financeira na cultura da companhia. Junto com o benefício financeiro, o investimento também traz uma contribuição ambiental, com a redução das emissões dos campos devido à utilização de uma plataforma a menos operando após o descomissionamento do FPSO Polvo. Assim, conseguimos reduzir o lifting cost da Companhia para US\$ 11,8/bbl no quarto trimestre do ano, e esperamos continuar entregando melhorias graduais neste indicador. A execução do projeto, dentro do prazo previsto e abaixo do orçamento inicial, também mostra o preparo para novas iniciativas como o redensolvimento de Frade e o desenvolvimento de Wahoo. Nessa frente, contratamos a sonda NORBE VI para perfurar os poços de Frade, cujo plano de redensolvimento iniciará ainda no primeiro trimestre de 2022 com a perfuração do primeiro poço produtor do campo e mais dois poços injetores nesta primeira fase de redensolvimento. No final de 2021, protocolamos junto à ANP a Declaração de Comercialidade de Wahoo e apresentamos o Plano de Desenvolvimento, dando início aos trabalhos para desenvolver o ativo, para, logo após as perfurações em Frade, começarmos a perfuração de quatro poços produtores, dois poços injetores e a conexão ao FPSO de Frade, a 30km de distância, trazendo um aumento significativo de produção à Companhia com um acréscimo marginal de custos. O efeito destas iniciativas será de mais uma redução relevante no lifting cost da PetroRio, junto com mais uma redução significativa na emissão de carbono por barril produzido, reduzindo o nosso comprometimento com eficiência de todas as formas. Durante o ano, estivemos envolvidos no processo de desinvestimento dos campos de Albacora e Albacora Leste, da Petrobras. Fomos selecionados em novembro para a fase de negociação exclusiva dos contratos de aquisição destes ativos, e estamos focados em concluir a transação, pois enxergamos um potencial relevante de geração de valor para os nossos acionistas. 2021 também foi o ano em que acessamos o mercado de capitais, tanto o de ações em janeiro, quanto o de renda fixa internacional em junho. No lado do mercado acionário, fizemos um follow-on de cerca de US\$ 400 milhões, com demanda de mais de 4 vezes o tamanho da oferta, reduzindo alavancagem e preparando a Companhia para a emissão de dívida. Em junho emitimos bonds de US\$ 600 milhões, reforçando o caixa da PetroRio, substituindo as dívidas anteriores de mais curto prazo pela emissão com prazo de 5 anos, alinhando o perfil da dívida com as nossas atividades de investimento. Assim, nos vemos preparados e com confiança para continuar acessando estas fontes de capital conforme necessário. Outro motivo de muito orgulho, é nosso foco em bem-estar, saúde e segurança, tanto dos nossos colaboradores, quanto das operações da Companhia e da sociedade como um todo. Mantivemos mais um ano sem acidentes ou incidentes ambientais, batendo recordes de dias sem acidentes nas nossas plataformas e completando 10 anos sem acidentes no FPSO Frade. Nossos colaboradores também puderam desfrutar das iniciativas de bem-estar físico e mental, com aulas de meditação, yoga, sessões de shiatsu e psicólogos, e continuamos com protocolos de COVID desenhados para proteger quem trabalha nas nossas plataformas e escritório. Por fim, em linha com a nossa cultura de retribuir à sociedade, em 2021 investimos R\$ 9,3 milhões em projetos de apoio ao esporte e cultura, tais como Instituto Reação, o Teatro Casa Grande, a Porsche Cup e a ONG Gol de Ouro. Esses projetos já trouxeram importantes contribuições para a sociedade, como: (i) o Instituto Reação, apoiado pela PetroRio há quatro anos, já impactou positivamente a vida de mais de 2 mil crianças e adolescentes nos nove polos espalhados pelo país; (ii) o Teatro Casa Grande, importante ícone da cultura do Rio de Janeiro, que faz parte da rotina do carioca há mais de 50 anos e foi reaberto em 2021 após o fechamento pela pandemia; (iii) a Porsche Cup, outra importante iniciativa para estimular o cenário do automobilismo brasileiro; e (iv) a ONG Gol de Placa, que atua no desenvolvimento do futebol para crianças e adolescentes em situações vulneráveis. Esses investimentos reforçam o compromisso da PetroRio em fomentar o esporte e a cultura. Concluímos aqui com nossos contínuos votos de saúde para todos, e agradecemos mais uma vez a todos os nossos colaboradores, que fazem a diferença, e a confiança depositada em nossa Companhia, que nos permite continuar trabalhando para executar a estratégia que nos trouxe até aqui."



**CAMPO DE GÁS NATURAL DE MANATI:** O volume de gás líquido vendido em 2021 foi de 2.017 boepd, 35% acima que 2020. Sob a ótica trimestral, o volume foi de 1.924, 3% acima que o trimestre anterior e 15% acima do registrado no mesmo trimestre de 2020. O custo de operação, composto por custos diretos excluindo a depreciação, foi de R\$ 27 milhões em 2021, 30% acima do registrado em 2020. Na comparação trimestral, o 4T21 apresentou um aumento de 28% (de R\$ 6,8 milhões em 2020 para R\$ 8,7 milhões em 2021) dos custos, quando comparado com 4T20. Outros R\$ 9 milhões foram pagos como royalties e participações especiais pelos direitos de exploração do ativo em 2021. O investimento na aquisição de Manati realizado em 2017 por aproximadamente R\$ 116 milhões (US\$ 37 milhões à época), teve payback de 2 anos. 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, porém, devido a uma negociação mais longa que o esperado para que a Gas Bridge assumia a operação do campo, alguns ajustes contratuais serão necessários. A Companhia permanece empenhada em seguir com o desinvestimento do ativo e voltará a informar ao mercado tão logo tenha atualizações relevantes. 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.

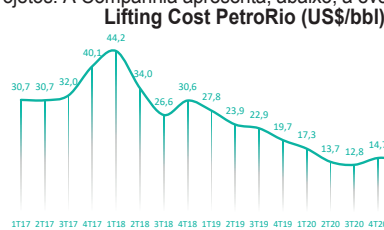
**DESEMPENHO FINANCEIRO:** A PetroRio apresenta abaixo o desempenho financeiro com e sem o impacto das mudanças no IFRS 16, e representações dos lançamentos contábeis não-caixa e não recorrentes e seus impactos nas demonstrações quando ilustradas em Reais. No ano, alguns fatores importantes que impactaram o desempenho financeiro da PetroRio foram (i) o aumento da receita, reflexo do aumento nas vendas e crescimento do preço do Brent, que atingiu um nível de US\$ 86,40 por barril em outubro, no seu maior patamar dos últimos sete anos, e (ii) a redução dos custos operacionais, fruto do tieback de Polvo e TBMT. Assim, a PetroRio registrou no ano a maior receita líquida já apresentada, de R\$ 4.396 milhões, um aumento anual de 131% e um EBITDA Ajustado (ex-IFRS-16) de R\$ 2.854 milhões, um amento de 225%, ambos representando o reflexo do consistente trabalho da Companhia em buscar a excelência operacional, que pode ser observado também no crescimento de produção e offtakes.

DESEMPENHO OPERACIONAL										
	4T20	2020	1T21	2T21	3T21	4T21	2021	2021 x 2020	4T21 x 4T20	4T21 x 3T21
Brent Médio	\$45,26	\$43,21	\$61,32	\$69,08	\$73,23	\$79,66	\$72,19	67,1%	76,0%	8,8%
Preço Médio de Venda	\$46,26	\$41,69	\$62,19	\$66,85	\$74,41	\$83,19	\$74,19	78,0%	79,8%	11,8%
Tx. Câmbio Média	5,40	5,16	5,48	5,29	5,23	5,59	5,40	4,6%	3,5%	6,8%
Tx. Câmbio Final	5,19	5,19	5,70	5,00	5,44	5,58	5,58	7,5%	7,5%	2,6%
Offtakes (kbbbl)										
Campo de Frade (100%) <sup>1</sup>	1.943	4.867	1.021	1.530	986	2.000	5.537	13,8%	3,0%	102,9%
Cluster Polvo e TBMT (95%) <sup>2</sup>	1.782	4.103	907	1.307	1.498	1.827	5.539	35,0%	2,5%	21,9%
Total PetroRio	3.724	8.970	1.928	2.837	2.485	3.827	11.076	23,5%	2,8%	54,0%
Produção (boepd)										
Campo de Frade (100%) <sup>1</sup>	11.928	12.926	15.086	14.941	16.398	15.028	15.363	18,9%	26,0%	-8,4%
Cluster Polvo e TBMT (95%) <sup>2</sup>	15.777	12.145	14.147	14.093	13.356	15.347	14.236	17,2%	-2,7%	14,9%
Campo de Manati (10%)	2.285	1.498	2.084	2.191	1.868	1.924	2.017	34,6%	-15,8%	3,0%
Total PetroRio	29.990	26.569	31.317	31.225	31.622	32.299	31.616	19,0%	7,7%	2,1%
Lifting Cost (US\$/bbl)										
PetroRio	14,7	14,5	14,3	14,2	12,3	11,8	13,1	-9,7%	-19,7%	-3,7%

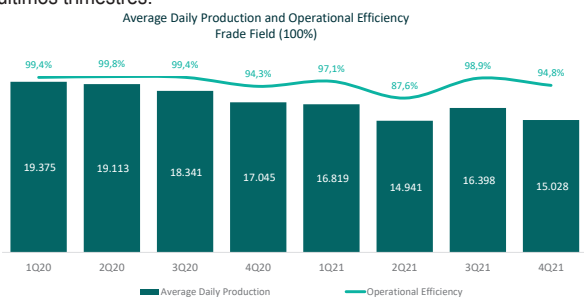
<sup>1</sup> Até 5 de fevereiro de 2021, a PetroRio detinha 70% da Operação no Campo. Após a conclusão da aquisição da participação de 30% da Petrobras no 1T21, este percentual aumentou para 100%.

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

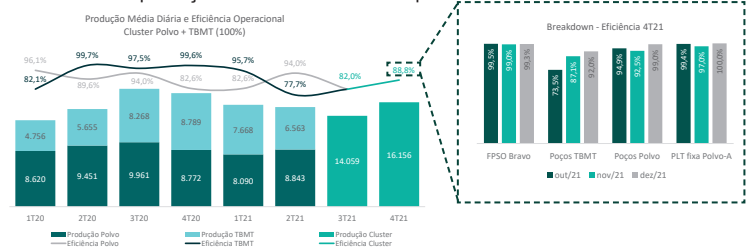
Dentre os principais destaques do ano, ressaltamos (i) o lifting cost, que atingiu o menor patamar já registrado, com uma redução de 10% quando comparado a 2020, e uma redução de 20% na comparação trimestral com o 4T20; (ii) um aumento de 19% da produção, quando comparada com 2020.; (iii) a quantidade de offtakes no ano, que foi de 11 milhões de barris vendidos, a maior já registrada em um ano, 24% maior em relação ao ano anterior; e (iv) a conclusão do tieback que, além de representar a superação do desafio operacional da execução do projeto, marcou 2021 como mais um ano transformacional para a Companhia, possibilitando a redução de custo da operação conjunta dos campos de Polvo e Tubarão Martelo. Dos 11 milhões de barris vendidos no ano, metade foram em Frade e metade no cluster Polvo e TBMT, com preço médio bruto de US\$ 74,19. No último trimestre do ano, a PetroRio realizou a venda de 3,8 milhões de barris em quatro offtakes, dois em outubro e dois em dezembro, sendo 2 milhões de barris em Frade e 1,8 milhões de barris no cluster Polvo e TBMT, com preço médio bruto de venda de US\$ 83,19 e um aumento de 54% no volume vendido quando comparado ao 3T21. No cluster Polvo e TBMT, o volume produzido no ano foi 17% maior que o registrado no ano anterior, uma vez que TBMT foi incorporado em agosto de 2020. Na comparação trimestral, o cluster teve produção 15% maior, reflexo do início da produção do poço TBMT-10H em outubro e do retorno da produção dos poços TBMT-8H e TBMT-2H em meados de novembro. O volume produzido em Frade no ano foi 19% maior que em 2020, devido ao aumento de participação de 70% para 100% em fevereiro de 2021, mesmo motivo do aumento de 26% registrado na comparação trimestral ano contra ano. Já a redução de 8% registrada na comparação com o trimestre imediatamente anterior se deve à paralisação da produção por três dias em novembro, devido a dois shutdowns causados por uma falha no sistema de automação. 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. A Companhia apresenta, abaixo, a evolução do seu lifting cost desde o início de 2017.



O lifting cost do 4T21 foi o menor já registrado pela Companhia, representando uma queda de aproximadamente 20% quando comparado ao lifting cost do mesmo trimestre do ano anterior e 10% de redução de 2021 contra 2020. No trimestre, o lifting cost foi positivamente impactado pela (i) conclusão do tieback entre Polvo e TBMT, que possibilitou uma redução de custos operacionais ("OPEX") de US\$ 50 milhões ao ano com o descomissionamento do FPSO Polvo, que era afetado ao campo; (ii) pelo início da produção do poço TBMT-10H no quarto trimestre, que agregou uma produção diária de aproximadamente 3 kbbbl/d; e (iii) pelo retorno da produção dos poços TBMT-8H e TBMT-2H, que acrescentaram, em conjunto, 2,6 kbbbl/d de produção. **CAMPO DE FRADE:** A eficiência operacional do campo no trimestre ficou em 94,8%, impactada por dois shutdowns ocorridos em novembro, que paralisaram a produção por três dias e foram causados por uma falha no sistema de automação do FPSO Frade. No ano, a eficiência do campo totalizou 94,6%, impactada pela parada programada para manutenção realizada entre abril e maio, e pelos shutdowns citados acima. A produção do campo, após mais de 2 anos de gestão da PetroRio, tem demonstrado os efeitos do declínio natural de campos maduros, fechando o ano em uma média de 15,4 kbbbl/d. O gráfico abaixo ilustra o histórico da média de produção diária e a eficiência operacional dos últimos trimestres:



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:** No 4T21, o cluster Polvo + TBMT apresentou média de produção diária 15% superior à registrada no 3T21, positivamente impactada pelo retorno da produção dos poços TBMT-8H e TBMT-2H em novembro, e pelo início da produção do poço TBMT-10H no final de outubro, com média de produção de 3 kbbbl/d, que compensaram a perda de 1,4 kbbbl/d causada pela parada do poço OGX-44HP por falha na bomba centrífuga submersa (BCS) no mês de dezembro, que teve sua produção normalizada em janeiro de 2022. Na comparação anual, a produção do cluster, quando considerada a participação PetroRio, ficou 17% superior, devido à incorporação do campo de Tubarão Martelo em agosto de 2020. A média de eficiência operacional do cluster no trimestre foi de aproximadamente 89% e, no ano, 87%, impactada pelas paradas programadas realizadas ao longo do ano nos dois ativos, para a finalização do tieback; e pelas paradas dos poços TBMT-8H, de março a novembro; TBMT-2H, de setembro a novembro; e OGX-44HP, em dezembro, para troca da BCS (bomba centrífuga submersa). O gráfico abaixo ilustra a produção e a eficiência dos campos desde 2020.



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. **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 passou 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 alcançarão 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 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 Frade e outros itens. No dia 22 de dezembro de 2021, a PetroRio protocolou a Declaração de Comercialidade da descoberta de Wahoo (localizada no Bloco C-M-101) e o Plano de Desenvolvimento em regime de operação exclusiva junto à ANP, que estão sob análise no momento. Por fim, os próximos passos do desenvolvimento de Wahoo são: 1) Aprovação do Plano de Desenvolvimento; 2) Início do projeto de perfuração e interligação; 3) Primeiro óleo de Wahoo.

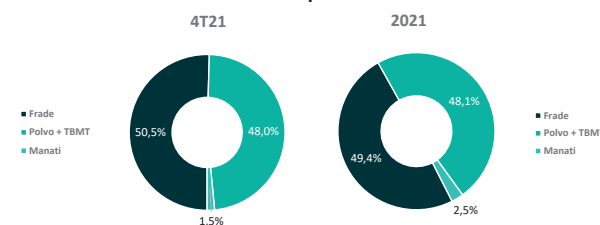
Resultados do Período (Em milhares de R\$)										
	Ex IFRS-16			Acumulado - Ex IFRS-16			Acumulado - Inclui IFRS 16			
	4T20	4T21	Δ	2020	2021	Δ	2020	2021	Δ	
Receita Total	880.035	1.778.315	102%	1.904.185	4.396.003	131%	1.904.185	4.396.003	131%	
Custos de Produto Vendido	(295.836)	(348.642)	18%	(724.924)	(1.010.893)	39%	(513.009)	(802.103)	56%	
Royalties	(74.819)	(127.073)	70%	(152.552)	(321.093)	110%	(152.552)	(321.093)	110%	
Resultado das Operações	509.379	1.302.600	156%	1.026.709	3.064.017	198%	1.238.624	3.272.807	164%	
Despesas gerais e administrativas	(44.291)	(66.942)	51%	(150.020)	(210.423)	40%	(144.430)	(204.667)	42%	
Outras receitas (despesas) operacionais	430.222	(8.899)	n/a	692.354	(65.377)	n/a	692.354	(75.561)	n/a	
EBITDA	895.310	1.226.759	37%	1.569.044	2.788.217	78%	1.786.549	2.992.578	68%	
Margem EBITDA	102%	69%	-33p.p.	82%	63%	-19p.p.	94%	68%	-26p.p.	
Depreciação e amortização	(243.489)	(271.721)	12%	(702.088)	(733.472)	4%	(843.801)	(871.135)	3%	
Resultado financeiro	32.787	(126.447)	n/a	(307.692)	(559.290)	82%	(458.668)	(622.322)	36%	
Receita Financeira	434.308	155.775	-64%	1.469.151	946.536	-36%	1.469.151	887.397	-40%	
Despesa Financeira	(401.521)	(282.222)	-30%	(1.776.843)	(1.505.826)	-15%	(1.927.820)	(1.509.720)	-22%	
Imposto de renda e contribuição social	(8.789)	65.698	n/a	(31.167)	(166.075)	433%	(31.167)	(166.075)	433%	
Lucro (Prejuízo) do Período	675.820	894.289	32%	528.097	1.329.380	152%	452.913	1.333.046	194%	
4T20	4T21	Δ	2020	2021	Δ	2020	2021	Δ		
EBITDA ajustado*	465.088	1.235.657	166%	876.689	2.853.594	225%	1.094.194	3.068.140	180%	
Margem EBITDA ajustada	53%	69%	+16 p.p.	46%	65%	+19 p.p.	57%	70%	+13 p.p.	

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

Receita PetroRio	4T20	2020	3T21	4T21	2021	2021 x 2020	4T21 x 4T20	4T21 x 3T21
Preço Médio de Venda	\$ 46,26	\$ 41,69	\$ 74,41	\$ 83,19	\$ 74,19	78,0%	79,8%	118%
Produção (boepd)	29.990	26.569	31.622	32.299	31.616	19,0%	7,7%	2,1%
Offtakes (kbbbl)	3.724	8.970	2.485	3.827	11.076	23,5%	2,8%	54,0%

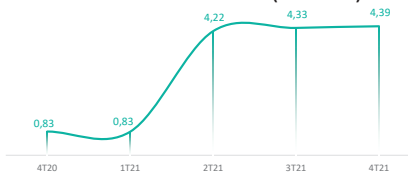
Analisando a receita anual, o campo de Frade e o cluster de Polvo + TBMT foram responsáveis por 49,4% e 48,1% da receita total da Companhia, respectivamente, e o ativo de gás natural Manati, por sua vez, contribuiu com receita líquida que representa 2,5% do total, referente à participação de 10% da PetroRio no consórcio de gás natural. No gráfico abaixo, pode ser verificada a representatividade de cada ativo no total da receita líquida da Companhia:

Receita por Ativo



Os Custos dos Produtos Vendidos ("CPV") apresentaram um aumento de 39% em 2021 frente a 2020 (ex-IFRS 16), influenciado principalmente pelo aumento de produção e vendas ao longo do ano, parcialmente compensados pelos efeitos do tieback entre os campos de Polvo e TBMT, finalizado em julho de 2021. A Companhia reconheceu em 2021 Resultado Operacional (ex-IFRS 16) de R\$ 3.064 milhões, 198% 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 à 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\$ 210 milhões no ano. O aumento de 40% na rubrica se deve principalmente a (i) o aumento de despesas com advogados e contratação/renovação de sistemas e softwares e (ii) pessoal, com o provisionamento da bonificação anual de 2021. O EBITDA ajustado (ex-IFRS 16) de R\$ 2.854 milhões, 225% superior frente ao ano anterior, foi impulsionado pelo expressivo crescimento do Resultado Operacional. Em outras receitas/despesas operacionais, o destaque de 2021 é o efeito não-caixa e não recorrente da baixa da provisão de abandono de Polvo + TBMT, o Abandono de Tubarão Azul e provisão de contingências. O resultado financeiro (ex-IFRS 16) da Companhia foi negativo em R\$ 559 milhões, vs. R\$ 308 milhões negativos em 2020, impactado pela variação cambial (efeito não-caixa) sobre itens de balanço denominados em dólar, como as provisões de abandono e os contratos de mútuo intercompany e o bond. O lucro líquido (ex-IFRS 16) do período foi positivo em R\$ 1.329 milhões, 152% maior que em 2020, quando foram registrados R\$ 528 milhões. O resultado foi impactado positivamente pelo aumento considerável do EBITDA, influenciado pelo resultado operacional da Companhia. **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 realizou, ao longo do último trimestre de 2021 a quitação integral de todas as outras dívidas, 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)

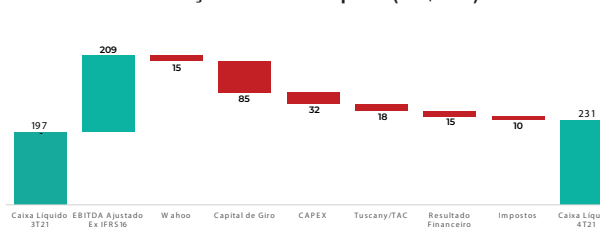


Cronograma de amortização (em R\$ MM)



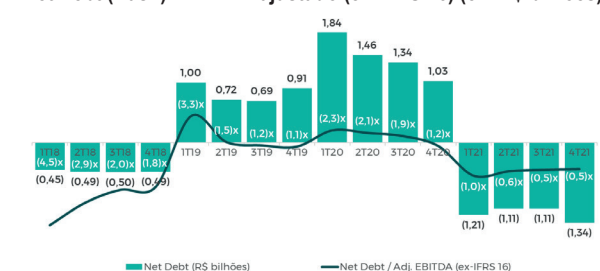
**CAIXA LÍQUIDO E ALAVANCAGEM:** No quarto trimestre de 2021, a posição de caixa líquido da PetroRio aumentou em US\$ 34 milhões (R\$ 230 milhões), impactado pelas seguintes variações: • Wahoo: pagamento de parcela da aquisição de Wahoo da BP; • Capital de Giro: aumento de recebíveis devido à concentração de vendas no final do trimestre; • CAPEX: gastos com a conclusão do poço TBMT-10H, fim da desmobilização do FPSO Polvo; • Tuscany/TAC: pagamento do processo da Tuscany e quitação do TAC de Frade; • Despesas financeiras: gastos referentes à juros e prêmio do hedge, contratado em outubro.

Variação do Caixa Líquido (US\$ MM)



A PetroRio segue com seu diligente trabalho estratégico de controle no indicador de alavancagem, continuando na posição de caixa líquido. Com a dívida se mantendo constante, a variação do caixa detalhada acima e principalmente pelo consistente crescimento do EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses, o Net Debt (Cash)/EBITDA Ajustado se manteve estável em -0,5x.

Net Debt (Cash) / EBITDA ajustado (ex-IFRS 16) (em R\$ bilhões)





CNPJ nº 10.629.105/0001-68

**Balanco Patrimonial 31 de dezembro de 2021 e 2020** (Em milhares de reais – R\$)

Ativo	Nota	Controladora		Consolidado	
		2021	2020	2021	2020
<b>Circulante</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	3	23.581	27.480	970.681	809.273
Títulos e Valores mobiliários	4	350	-	3.680.185	22.793
Caixa Restrito	5	-	-	-	49.996
Contas a receber	6	-	-	915.033	386.165
Estoque de Óleo	25	-	-	189.477	186.160
Estoque de Consumíveis	-	-	-	28.059	8.506
Instrumentos financeiros	30	-	-	35.011	14.926
Tributos a recuperar	7	2.244	2.648	85.839	124.321
Adiantamentos a fornecedores	8	-	16	84.013	58.245
Adiantamentos a parceiros	20	-	-	33.216	86.997
Despesas antecipadas	53	-	340	9.760	25.594
Outros créditos	-	-	-	513	-
		26.228	30.484	6.031.787	1.772.976
Ativos não circulantes classificados como mantidos para venda	9	-	-	74.508	68.439
		26.228	30.484	6.106.295	1.841.415
<b>Não circulante</b>					
Adiantamentos a fornecedores	8	-	-	-	12.596
Depósitos e cauções	-	-	5.347	10.645	20.317
Tributos a recuperar	7	-	-	8.559	32.848
Tributos diferidos	18	18.539	14.181	378.679	199.942
Partes relacionadas	23	56.941	8.627	-	-
Direito de Uso (Leasing CPC 06.R2 IFRS 16)	17	-	-	425.867	369.836
Investimentos	10	6.766.526	3.642.162	-	-
Imobilizado	11	999	1.486	3.549.045	3.359.013
Intangível	12	-	-	1.742.326	956.866
		6.843.005	3.671.803	6.115.121	4.951.418
		6.869.233	3.702.287	12.221.416	6.792.833
<b>Total do ativo</b>					
<b>Passivo e patrimônio líquido</b>					
<b>Circulante</b>					
Fornecedores	13	220	3.940	292.204	236.889
Obrigações trabalhistas	14	27.321	1.304	131.475	54.857
Tributos e contribuições sociais	14	829	5.484	183.678	87.741
Empréstimos e financiamentos	16	-	-	553	1.519.966
Encargos Contratuais (Leasing IFRS 16)	17	-	-	105.905	252.645
Contas a pagar aquisição de Wahoo	15	-	-	376.684	-
		28.370	10.728	1.090.499	2.152.098
Passivos diretamente associados a ativos não circulantes classificados como mantidos para venda	9	-	-	(4.502)	(2.649)
		28.370	10.728	1.085.997	2.149.449
<b>Não circulante</b>					
Fornecedores	13	-	-	400	13.640
Empréstimos e financiamentos	16	-	-	3.307.368	389.753
Provisão para abandono de instalações	19	-	-	692.289	638.504
Provisão para contingências	32	500	500	27.284	75.809
Partes relacionadas	23	220.114	540.645	-	-
Encargos Contratuais (Leasing IFRS 16)	17	-	-	487.467	373.455
Outras obrigações	-	-	-	362	960
		220.614	541.145	4.515.170	1.492.121
<b>Patrimônio líquido</b>					
Capital social realizado	22	5.303.644	3.326.900	5.303.644	3.326.900
Reservas de capital	-	348.886	321.359	348.886	321.359
Reservas de lucros	-	255.381	-	255.381	-
Ajuste acumulado de conversão	-	712.338	579.820	712.338	579.820
Prejuízos acumulados	-	-	(1.077.665)	-	(1.077.665)
Participações dos acionistas não controladores	-	-	-	-	849
		6.620.249	3.150.414	6.620.249	3.151.263
		6.869.233	3.702.287	12.221.416	6.792.833

**Demonstrações dos resultados - Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020** (Em milhares de reais – R\$, exceto lucro/prejuízo por ação)

Resultado líquido	Nota	Controladora		Consolidado	
		2021	2020	2021	2020
Receita líquida	24	-	-	4.396.003	1.904.185
Custos dos produtos/serviços	25	-	-	(1.883.358)	(1.286.926)
<b>Resultado bruto</b>				<b>2.512.645</b>	<b>617.259</b>
<b>Recargas (despesas) operacionais</b>					
Despesas de geologia e geofísica	-	-	-	(10.262)	(471)
Despesas com pessoal	(5.028)	(5.071)	(114.845)	(37.853)	
Despesas gerais e administrativas	(367)	(1.009)	(25.152)	(43.487)	
Despesas com serviços de terceiros	(5.138)	(5.004)	(47.713)	(46.242)	
Impostos e taxas	(581)	(2.127)	(6.695)	(16.378)	
Despesa de depreciação e amortização	(487)	(487)	(110.973)	(193.516)	
Resultado de equivalência patrimonial	10	1.359.180	508.118	-	-
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	26	2.116	(2.018)	(75.562)	663.437
<b>Resultado operacional antes do resultado financeiro</b>				<b>1.349.695</b>	<b>492.402</b>
Receitas financeiras	27	34.150	32.730	946.536	1.469.151
Despesas financeiras	27	(55.157)	(84.351)	(1.568.858)	(1.927.820)
<b>Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social</b>				<b>1.328.688</b>	<b>440.781</b>
Imposto de renda e contribuição social corrente	28	-	-	(344.812)	(77.140)
Imposto de renda e contribuição social diferido	28	4.358	11.985	178.737	45.973
<b>Lucro do exercício</b>				<b>1.333.046</b>	<b>452.766</b>
Lucro Atribuído a Sócios da Empresa Controladora				1.333.046	452.766
Lucro Atribuído a Sócios Não Controladores				-	147
<b>Lucro por ação básico e diluído</b>					
Básico				1,615	0,669
Diluído				1,597	0,661

**Demonstrações do valor adicionado (informação suplementar para fins de IFRS)**

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
<b>Receitas</b>				
Vendas de petróleo e gás	-	-	4.396.003	1.904.185
	-	-	4.396.003	1.904.185
<b>Insumos e serviços</b>				
Serviços de terceiros e outros	(5.138)	(5.004)	(47.713)	(46.242)
Despesas com geologia e geofísica	-	-	(10.262)	(471)
Custos dos serviços	-	-	(802.152)	(502.389)
<b>Valor adicionado bruto</b>			<b>(5.138)</b>	<b>(5.004)</b>
<b>Retenções</b>				
Depreciação e amortização	(487)	(487)	(871.087)	(820.586)
<b>Valor adicionado líquido</b>			<b>(5.625)</b>	<b>(5.491)</b>
<b>Valor adicionado transferido</b>				
Resultado financeiro líquido	(21.007)	(51.621)	(622.322)	(458.669)
Resultado de equivalência patrimonial	1.359.179	508.118	-	-
Impostos diferidos	4.358	11.985	178.737	45.973
Aluguéis, royalties e outros	1.750	(3.027)	(421.806)	462.483
<b>Valor adicionado a distribuir</b>			<b>1.338.655</b>	<b>459.964</b>
<b>Distribuição do valor adicionado</b>				
Pessoal	5.028	5.071	114.845	37.853
Tributos	581	2.127	351.507	93.518
Lucro do exercício	1.333.046	452.766	1.333.046	452.913
<b>Valor adicionado distribuído</b>			<b>1.338.655</b>	<b>459.964</b>

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.

**Demonstrações das mutações do patrimônio líquido - Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020** (Em milhares de reais – R\$)

	Reservas de lucro						Participação de não controladores	Consolidado
	Capital social de capital	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva de investimentos	Ajuste de conversão	Lucros acumulados		
<b>Saldos em 1º de janeiro de 2020</b>	3.316.411	228.027	-	-	150.335	(1.530.431)	2.164.342	759
Integralização de capital	10.489	-	-	-	-	-	10.489	-
Opção de ações outorgada	-	7.545	-	-	-	-	7.545	-
Ajuste de conversão de investimento no exterior	-	-	-	-	429.485	-	429.485	(57)
Lucro do período	-	-	-	-	-	452.766	452.766	147
Lucro na venda de ações em tesouraria	-	77.198	-	-	-	-	77.198	-
Ações em Tesouraria	-	-	-	-	-	-	-	8.589
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2020</b>	3.326.900	321.359	-	-	579.820	(1.077.665)	3.150.414	849
<b>Saldos em 1º de janeiro de 2021</b>	3.326.900	321.359	-	-	579.820	(1.077.665)	3.150.414	849
Integralização de capital	2.062.743	-	-	-	-	-	2.062.743	-
Gastos com emissão de ações	(85.999)	-	-	-	-	-	(85.999)	-
Opção de ações outorgada	-	27.527	-	-	-	-	27.527	-
Ajuste de conversão de investimento no exterior	-	-	-	-	132.518	-	132.518	-
Aquisição de participação de não controlador	-	-	-	-	-	-	-	(849)
Lucro do exercício	-	-	-	-	-	1.333.046	1.333.046	-
Reserva legal	-	-	12.769	-	-	(12.769)	-	-
Reserva de lucros a realizar	-	-	-	60.655	-	(60.655)	-	-
Reserva de investimentos	-	-	-	-	181.957	(181.957)	-	-
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2021</b>	5.303.644	348.886	12.769	60.655	181.957	712.338	6.620.249	-

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.

**Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021** (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**1. Contexto operacional:** A Petro Rio S.A. ("PetroRio") foi constituída em 17 de julho de 2009. Com sede na cidade do Rio de Janeiro, tem como principal objetivo a participação em outras sociedades como sócia, acionista ou quotista, no país e no exterior, com foco na exploração, no desenvolvimento e na produção de petróleo e gás natural. Para efeito deste relatório, a Petro Rio S.A. e suas controladas são denominadas, isoladamente ou em conjunto, "Companhia" ou "Grupo", respectivamente. Suas atividades relevantes são realizadas através das controladas Petro Rio O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda. ("PetroRioOG"), Brasoil Coral Exploração Petrolífera S.A. ("Coral"), Petro Rio Jaguar Petróleo Ltda. ("Jaguar") e Petro Rio Sardinha Participações Não Operadas Ltda ("Sardinha"), voltadas para a produção de óleo e gás natural, operando na Bacia de Campos - RJ (PetroRioOG, Jaguar e Sardinha), e na Bacia de Camamu - BA (Coral). **Campo de Polvo - 100%:** A PetroRioOG é operadora e detentora de 100% do contrato de concessão do Campo de Polvo, adquirido da BP Energy do Brasil Ltda. ("BP") - 60% em 2014 e da Maersk Energia Ltda. ("Maersk") - 40% em 2015. O Campo de Polvo está localizado na porção sul da Bacia de Campos (offshore), a 100 km a leste da cidade de Cabo Frio, Estado do Rio de Janeiro. A licença cobre uma área de aproximadamente 134 km2 com vários prospectos para futuras explorações. A produção diária média em 2021 foi de aproximadamente 8,4 mil barris em 2020). A redução em 2021 ocorreu devido a parada de produção para a desconexão do FPSO BW e conexão no Bravo (tieback). **Campo de Manati - 10%:** Em março de 2017 a PetroRioOG concluiu a transação de aquisição de 100% das ações da Brasoil do Brasil Exploração Petrolífera S.A. ("Brasoil"). A Brasoil é uma sociedade holding, detendo indiretamente participação de 10% sobre os direitos e obrigações do contrato de concessão do Campo de Manati, em fase de produção, além de 10% de participação no Campo de Camarãu Norte, em fase de desenvolvimento, o qual está em processo de devolução pelo consórcio à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível, e 100% de participação nas concessões dos Blocos FZA-Z-539 e FZA-M-254, ambos em fase de exploração. O Campo de Manati está localizado na Bacia de Camamu, no litoral do Estado da Bahia. A licença cobre uma área de aproximadamente 76 km². A produção diária média em 2021 foi de aproximadamente 3,2 milhões de metros cúbicos de gás natural (2,4 milhões de metros cúbicos de gás natural em 2020). O acréscimo em comparação ao exercício de 2020 se deve à redução da retirada de gás pela Petróbras, que tem 100% da produção do Campo de Manati contratada. Essa parada, que se iniciou ao final de fevereiro de 2020, se deu pela redução do consumo de gás natural provocado pela pandemia do COVID-19. Conforme fato relevante divulgado em 05 de novembro de 2020, nesta mesma data, a Companhia assinou acordo com a Gas Bridge S.A. ("Gas Bridge"), para a alienação da participação de 10% detida pela Companhia no Campo de Manati. O valor total da transação é de R\$ 144.400 e inclui a transferência de todas as responsabilidades da Companhia no Campo de Manati, incluindo a sua participação em seu abandono. A transação está sujeita a condições precedentes, dentre as quais está o êxito da Gas Bridge na aquisição da operação de Manati da Petróbras. A transação é composta por uma parcela fixa de R\$ 124.400 e um earn-out de R\$ 20.000, sujeitos a determinadas aprovações regulatórias subsequentes relacionadas ao Campo. O contrato previa que após 31 de dezembro de 2021 qualquer parte poderia desistir do negócio sem ônus. Como as duas partes continuam interessadas na operação de venda, as mesmas estão negociando os termos para um aditivo ao contrato, alterando prazos. A Companhia continua a tratar contabilmente esse ativo de acordo com o CPC 31, como Ativos não circulantes classificados como mantidos para venda, conforme Notas Explicativas 2.9 e 9, devido à manutenção da intenção de venda do ativo e das ativas tratativas de aditivo contratual. **Campo de Frade - 100%:** Em 25 de março de 2019 e 01 de outubro de 2019, a Companhia concluiu, após cumpridas as condições precedentes e aprovações necessárias, a aquisição de 51,74% e 18,26%, respectivamente, de participação na concessão do Campo de Frade, nos ativos operacionais do Campo, e assumiu a operação do Campo. Adicionalmente, em 28 de novembro de 2019, a Companhia assinou contrato de compra e venda com a Petróbras, para a aquisição dos 30% restantes de participação no Campo, passando a participação da Companhia do Campo de Frade para 100%. A conclusão desta transação se deu em 05 de fevereiro de 2021, conforme Nota explicativa 12c. O Campo de Frade está localizado na parte norte da Bacia de Campos, a cerca de 120 quilômetros da costa do Estado do Rio de Janeiro. A licença cobre uma área de aproximadamente 154 km², com lâmina d'água média de 1.155 m. O Campo produziu em 2021 aproximadamente 16,3 mil barris de petróleo por dia (18,2 mil barris em 2020). **FPSO Bravo (anteriormente denominado "OSX-3") e Tubarão Martelo - 80%:** Em 03 de fevereiro de 2020 a Companhia assinou contrato para a aquisição da embarcação FPSO Bravo (Floating, Production, Storage and Offloading - FPSO), construído em 2012 com capacidade de processamento de 100 mil barris de óleo por dia e armazenagem de 1,3 milhão de barris, no valor de US\$ 140 milhões, com parte dos recursos (US\$ 100 milhões) sendo financiado pela Prisma Capital. Atualmente o FPSO opera o Campo de Tubarão Martelo, e será utilizado para a operação de Polvo através de conexão com a Plataforma Fixa Polvo A. A operação de leasing do FPSO Bravo gerou à PetroRio receita de US\$ 129.315 por dia, durante o período de 03 de fevereiro de 2020 até a conclusão da aquisição do campo de Tubarão Martelo, que se deu em 03 de agosto de 2020. Também em 03 de fevereiro de 2020, foi assinado contrato para a aquisição de 80% do Campo de Tubarão Martelo, bem como a operação do Campo, detidos integralmente pela Dommo Energia. Em 03 de agosto de 2020, após as aprovações do CADE - Conselho Administrativo de Defesa Econômica e da ANP - Agência Nacional de Petróleo, ocorreu a conclusão da aquisição, com a PetroRio assumindo a operação do Campo e incrementando em aproximadamente 17 milhões

de barris em reservas provadas desenvolvidas. O Campo produziu em 2021 aproximadamente 7,7 mil barris de petróleo por dia. **Conexão entre os Campos de Polvo e Tubarão Martelo:** A Companhia concluiu, em 14 de julho de 2021, a interligação ("tieback") entre os campos de Polvo e Tubarão Martelo. O projeto de interligação entre a Plataforma Polvo-A e o FPSO Bravo, que teve duração total de 11 meses, possibilitou uma redução de custos operacionais correspondentes ao valor de leasing do FPSO Polvo, afetado ao campo e operado pela BW Offshore, além de gastos com manutenção e diesel. 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 em 2021, 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. A partir destas extensões de vida econômica, a PetroRio passará 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. Campo de Wahoo (64,3%) e Campo de Itaipu (60%): Em 19 de novembro de 2020 foi assinado contrato com a BP Energy do Brasil Ltda. para a aquisição das participações de 35,7% no Bloco BM-C-30 ("Campo de Wahoo" ou "Wahoo"), e de 60% no Bloco BM-C-32 ("Campo de Itaipu" ou "Itaipu"). Em 17 de junho de 2021 a ANP - Agência Nacional de Petróleo aprovou a transferência dos ativos, e em 1 de julho de 2021, após concluídas todas as condições precedentes do contrato de compra e venda, ocorreu a assinatura do certificado de conclusão da operação de aquisição, com a PetroRio se tornando a operadora de ambos os campos de pré-sal e incrementando em aproximadamente 132 milhões de barris em reservas provadas desenvolvidas. Adicionalmente, em 04 de março de 2021, a Companhia assinou contrato com a Total E&P do Brasil Ltda. para a aquisição da participação de 28,6% adicionais em Wahoo, cuja aprovação pela ANP se deu em 08 de julho de 2021. Somada à parcela de Wahoo adquirida da BP, a participação da PetroRio na concessão passa a ser de 64,3%. A Companhia formalizou proposta para a aquisição dos 35,7% de participação restantes para os atuais detentores da participação, que demonstraram interesse na venda, mas não deram andamento na proposta. Em paralelo, a Companhia vem seguindo o planejamento de desenvolvimento do Campo, e em 22 de dezembro de 2021 protocolou a Declaração de Comercialidade da descoberta de Wahoo e o Plano de Desenvolvimento em regime de operação exclusiva junto à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"). O Campo de Wahoo, com descoberta de óleo em 2008 e teste de formação realizado em 2010, se encaixa na estratégia de geração de valor da Companhia. Com o desenvolvimento do campo, a Companhia formará mais um cluster de produção, e compartilhará toda a infraestrutura com o Campo de Frade (inclusive o FPSO), possibilitando assim a captura de diversas sinergias resultando em mais uma forte e sustentável redução de lifting cost, com esforço para manter sempre os mais altos padrões



CNPJ nº 10.629.105/0001-68

mensal pelo saldo total estimado das reservas (provada desenvolvida) no início do mês. Anualmente, a Companhia revisa o saldo total das reservas. Máquinas e equipamentos são depreciados pelo método linear às taxas mencionadas na Nota Explicativa 11, que levam em consideração o tempo de vida útil estimado dos bens com seus respectivos valores residuais. 2.7. **Combinação de negócios:** Combinações de negócios são contabilizadas utilizando o método de aquisição. O custo de uma aquisição é mensurado pela soma da contraprestação transferida, avaliada com base no valor justo na data de aquisição, e o valor de qualquer participação de não controladores na adquirida. Para cada combinação de negócio, o adquirente deve mensurar a participação de não controladores na adquirida pelo valor justo ou com base na sua participação nos ativos líquidos identificados na adquirida. Custos diretamente atribuíveis à aquisição devem ser contabilizados como despesa quando incorridos, bem como qualquer contraprestação contingente a ser transferida será reconhecida pelo seu valor justo na data de aquisição. O ágio é mensurado pelo excedente da contraprestação total em relação aos ativos líquidos adquiridos (ativos identificáveis adquiridos, líquidos e os passivos assumidos). Se a contraprestação for menor do que o valor justo dos ativos líquidos adquiridos, a diferença é reconhecida como ganho na demonstração do resultado. Para fins de teste do valor recuperável, o ágio adquirido em uma combinação de negócios é, a partir da data de aquisição, alocado a cada uma das unidades geradoras de caixa do Grupo que se espera sejam beneficiadas pelas sinergias da combinação, independentemente de outros ativos ou passivos da adquirida serem atribuídos a essas unidades. 2.8. **Avaliação do valor recuperável dos ativos:** De acordo com o CPC 01, os bens do imobilizado, intangível e outros ativos circulantes e não circulantes são avaliados anualmente para identificar evidências de perdas não recuperáveis sempre que eventos ou alterações significativas nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Quando houver perdas decorrentes das situações em que o valor contábil do ativo ultrapassa seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo e o valor líquido de venda do ativo, esta é reconhecida no resultado do exercício. 2.9. **Ativos não circulantes mantidos para venda:** A Companhia classifica um ativo não circulante como mantido para venda quando o seu valor contábil será recuperado, principalmente, por meio de transação de venda em vez do uso contínuo. Estes ativos não circulantes e mantidos para venda são mensurados pelo menor entre o seu valor contábil e o valor justo líquido das despesas de venda. As despesas de venda são representadas pelas despesas incrementais diretamente atribuíveis à venda, excluídas as financeiras e os tributos sobre o lucro. Os critérios de classificação de ativos não circulantes mantidos para venda são atendidos quando a venda é altamente provável e o ativo ou o grupo de ativos mantido para venda estão disponíveis para venda imediata em suas condições atuais, sujeito apenas aos termos que sejam habituais e costumeiros para venda de tais ativos mantidos para venda. O ativo imobilizado e o ativo intangível não são depreciados ou amortizados quando classificados como mantidos para venda, e são apresentados separadamente como itens circulantes no balanço patrimonial, assim como outros ativos e passivos relacionados. Nota explicativa 9. 2.10. **Estuques:** Os custos incorridos para levar o produto à sua localização e condição são mensurados pelo seu custo médio ponderado de aquisição ou de produção. O valor de realização líquido compreende o preço de venda estimado no curso normal dos negócios, menos os custos estimados de conclusão e aqueles necessários para a realização da venda. 2.11. **Imposto de renda e contribuição social:** Esses impostos são calculados e registrados com base nas alíquotas efetivas vigentes na data de elaboração das demonstrações financeiras. Os impostos diferidos são reconhecidos em função das diferenças intertemporais, prejuízo fiscal e base negativa da contribuição social, quando aplicáveis, apenas quando e até o montante que possa ser considerado como de realização provável pela Administração (de acordo com modelo de negócios aprovados pela Administração e pelos conselhos de governança da Companhia). 2.12. **Aprovação do Resultado:** O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência. As receitas de vendas são reconhecidas quando da transferência do controle e dos seus benefícios e riscos inerentes a terceiros, sendo reconhecidos apenas se todas as obrigações de desempenho previstas nos contratos com clientes tiverem sido cumpridas e puderem ser mensuradas com confiabilidade. 2.13. **Transações envolvendo pagamento em ações:** Os planos de remuneração baseados em ações para empregados, a serem liquidados com instrumentos patrimoniais, são mensurados pelo valor justo na data da outorga, conforme descrito na Nota Explicativa 22.2. O valor justo das opções concedidas determinado na data da outorga é registrado pelo método acelerado como despesa no resultado do exercício durante o prazo no qual o direito é adquirido, com base em estimativas da Companhia sobre o valor de mercado no momento em que o direito é adquirido, com base em estimativas da Companhia durante o prazo no qual o direito é adquirido, com base em estimativas da Companhia sobre a quantidade de instrumentos de patrimônio que serão eventualmente adquiridos periodicamente. O impacto da revisão em relação às estimativas originais, se houver, é reconhecido no resultado do exercício em contrapartida de ajuste no patrimônio líquido na conta "Reserva de Capital". 2.14. **Instrumentos financeiros:** Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando o Grupo for parte das disposições contratuais do instrumento. Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado. 2.15. **Ativos financeiros:** Os ativos financeiros do Grupo estão classificados nas seguintes categorias específicas: (i) valor justo por meio de outros resultados abrangentes e (ii) ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado. A classificação depende da natureza e finalidade dos ativos financeiros e é determinada na data do reconhecimento inicial. Todas as aquisições ou alienações normais de ativos financeiros são reconhecidas ou baixadas com base na data de negociação. As aquisições ou alienações normais correspondem a aquisições ou alienações de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido, por meio de norma ou prática de mercado. **Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado:** Incluem os ativos financeiros mantidos para negociação (ou seja, adquiridos principalmente para serem vendidos no curto prazo), ou designados pelo valor justo por meio do resultado. Os juros, correção monetária, variação cambial e as variações decorrentes da avaliação ao valor justo são reconhecidos no resultado, como receitas ou despesas financeiras, quando incorridos. **Ativos financeiros ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes:** Incluem instrumentos patrimoniais e de títulos de dívida, os quais se pretende manter por um período indefinido e que podem ser vendidos para atender às necessidades de liquidez ou em resposta às mudanças nas condições de mercado. Após o reconhecimento inicial, os ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados, reconhecidos diretamente na reserva de disponíveis para venda dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento. **Redução ao valor recuperável de ativos financeiros:** Ativos financeiros, exceto aqueles designados pelo valor justo por meio do resultado, são avaliados por indicadores de redução ao valor recuperável no final de cada período de relatório. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e apenas se, houver evidência objetiva da redução ao valor recuperável do ativo financeiro como resultado de um ou mais eventos que tenham ocorrido após seu reconhecimento inicial, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo. Para todos os outros ativos financeiros, uma evidência objetiva pode incluir: i) Dificuldade financeira significativa do emissor ou contraparte; ou • Violação de contrato, como uma inadimplência ou atraso nos pagamentos de juros ou principal; ou • Probabilidade de o devedor declarar falência ou reorganização financeira; ou • Extinção do mercado ativo daquele ativo financeiro em virtude de problemas financeiros. Para ativos financeiros registrados ao custo, o valor da perda por redução ao valor recuperável corresponde à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontada pela taxa de retorno atual para um ativo financeiro similar. Essa perda por redução ao valor recuperável não será revertida em períodos subsequentes. O valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido por provisão. Recuperações subsequentes de valores anteriormente baixados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado. 2.16. **Empréstimos e financiamentos:** Os empréstimos e financiamentos são reconhecidos, quando aplicáveis, inicialmente pelo valor justo, no momento do recebimento dos recursos, líquidos dos custos de transação nos casos aplicáveis. A mensuração subsequente é feita pelo método de custo amortizado, isto é, acrescidos de encargos, juros incorridos *pro rata temporis* e variações monetárias e cambiais conforme previsto contratualmente, incorridos até a data das demonstrações financeiras individuais e consolidadas. 2.17. **Instrumentos financeiros derivativos:** A Companhia utiliza instrumentos financeiros derivativos para fornecer proteção contra a sua exposição ao risco de variação dos preços do petróleo (Nota Explicativa 30). Os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de hedge são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo mensurados subsequentemente também ao valor justo. Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor for negativo. Quaisquer ganhos ou perdas resultantes de mudanças no valor justo de derivativos durante o exercício são lançados diretamente no resultado do exercício. A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos especulativos. 2.18. **Moeda funcional e moeda de apresentação:** As demonstrações financeiras individuais e consolidadas são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia. A Companhia definiu que sua moeda funcional é o Real e a moeda funcional de suas controladas no exterior é o dólar norte-americano, principalmente em decorrência dos seus custos de operação incorridos. Todas as informações financeiras apresentadas em Real foram arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma. **Conversão de saldos em moeda estrangeira:** Os ativos e passivos das controladas no exterior são convertidos para reais pela taxa de câmbio da data do balanço, e as correspondentes demonstrações do resultado são convertidas pela taxa de câmbio da data das operações. As diferenças cambiais resultantes da referida conversão são contabilizadas separadamente no patrimônio líquido, na demonstração do resultado abrangente, na linha de outros resultados abrangentes - ajustes acumulados de conversão. 2.19. **Demonstrações dos fluxos de caixa ("DFC"):** As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas e apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 03 (R2) / IAS7 através do método indireto. A Companhia classifica os juros pagos como atividade de financiamento, por entender que os juros pagos representam custos para obtenção de seus recursos financeiros. 2.20. **Demonstrações do valor adicionado ("DVA"):** As demonstrações do valor adicionado foram preparadas e estão apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 09. 2.21. **Uso de estimativas e julgamentos:** A preparação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as normas IFRS e as normas CPC exige que a Administração faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores informados de ativos, passivos, receitas, despesas e notas explicativas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas. Estimativas e premissas são revistas de uma maneira contínua. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas e em quaisquer períodos futuros afetados. As informações sobre premissas e estimativas que poderão resultar em ajustes dentro do próximo exercício financeiro estão incluídas nas seguintes notas explicativas: • Nota Explicativa 9 – Ativos não circulantes classificados como mantidos para venda. • Nota Explicativa 11 – Imobilizado, principalmente as informações que se referem a baixas, amortizações e valor recuperável dos ativos de óleo e gás. • Nota Explicativa 12 – Intangível, principalmente as informações que se referem a baixas, amortização e valor recuperável dos ativos de óleo e gás. • Nota Explicativa 14 – Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido. • Nota Explicativa 17 – Operações de Arrendamento Mercantil CPC 06 (R2) / IFRS 16. • Nota Explicativa 19 – Provisão para abandono de instalações. • Nota Explicativa 22 – Patrimônio Líquido / Remuneração com base em plano de opções de compra de ações. • Nota Explicativa 30 – Objetivos e políticas para gestão de risco financeiro. • Nota Explicativa 32 – Contingências. 2.22. **Resultado líquido por ação:** O resultado por ação básico / diluído é computado pela divisão do lucro líquido pela média ponderada de ações ordinárias em poder dos acionistas, excluindo as ações mantidas em tesouraria no período. 2.23. **ICPC 22 / IFRIC 23 - Incerteza sobre o tratamento de impostos sobre o lucro:** A ICPC 22 esclarece critérios de reconhecimento, mensuração e divulgação das incertezas dos tributos sobre o lucro, haja vista a ausência de explicações nesse sentido no Pronunciamento Técnico CPC 32 – Tributos sobre o Lucro (CPC 32) e divergências entre os procedimentos adotados pelas empresas. A Companhia avaliou os efeitos e não há impactos para as suas demonstrações financeiras. 2.24. **CPC 06 (R2) / IFRS 16 – Operações de Arrendamento Mercantil:** A Companhia avalia todos os contratos que podem ser enquadrados nos princípios de identificação do Pronunciamento Técnico CPC 06 (R2) / IFRS 16 e desconsidera arrendamentos de curto prazo com 12 meses ou menos de prazo, além de arrendamentos de valores não significativos, sendo os pagamentos de arrendamento associados a esses contratos reconhecidos como despesa do exercício ao longo do prazo do contrato. O passivo de arrendamento é mensurado pelo valor presente dos pagamentos de arrendamentos remanescentes, descontados utilizando a taxa incremental sobre o empréstimo da Companhia na data da adoção inicial. O ativo de direito de uso é reconhecido com base no valor do passivo de arrendamento, ajustado por qualquer pagamento de arren-

damento antecipado ou acumulado referente a esse arrendamento, reconhecido no balanço patrimonial imediatamente antes da data da adoção inicial. 2.25. **CPC 23 – Políticas contábeis, mudanças de estimativas e retificação de erro: Mudança de estimativa contábil:** No primeiro trimestre de 2021, a Companhia realizou através da certificadora internacional independente DeGolyer and MacNaughton a reavaliação das reservas dos Campos de Polvo, Tubarão Martelo, Frade e Manati. Esta reavaliação apontou alterações nas reservas e vida útil de alguns campos, e consequentemente, alteração nas alíquotas de depreciação e extensão dos prazos para cálculo da provisão para abandono. Os estudos levaram em consideração os efeitos da pandemia provocada pela Covid-19 e os cenários atuais e futuros de preços de petróleo. No Campo de Polvo, a reavaliação apontou a manutenção da vida útil do campo até o final de 2026, e um aumento das reservas provadas desenvolvidas em aproximadamente 3,6 milhões de barris, se comparados os mesmos períodos. No Campo de Frade, a reavaliação apontou a manutenção da vida útil do campo até o final de 2030, e o mesmo montante de reservas provadas desenvolvidas, porém com incremento de aproximadamente 8,2 milhões de barris, relacionados à conclusão da aquisição dos 30% restantes do campo, se comparados os mesmos períodos. No Campo de Tubarão Martelo, a reavaliação apontou um aumento da vida útil do campo até o final de 2034, e um aumento das reservas provadas desenvolvidas em aproximadamente 3,3 milhões de barris, se comparados os mesmos períodos. Finalmente, em Manati, a reavaliação apontou para uma redução da vida útil do campo para o final de 2025, mesmo apresentando aumento de 57 milhões de m3 em suas reservas provadas desenvolvidas. **Conexão entre os Campos de Polvo e Tubarão Martelo:** Com a conclusão do *Tieback*, a Companhia recalculou as estimativas de produção apontadas pela D&M para os Campos de Polvo e Tubarão Martelo, agora conectados, e a nova curva apontou a vida útil até 2033, para reservas provadas desenvolvidas, representando aumento de aproximadamente 7,5 milhões de barris. Essa nova projeção altera as bases utilizadas para depreciação dos ativos, bem com prazos de contratos de arrendamento e o cálculo da provisão de abandono dos campos, incluindo a atualização das taxas de desconto aplicadas. 2.26. **Gastos associados ao Join Operating Agreement (JOA) do campo de Frade:** A Companhia, como operadora do campo de Frade, é responsável por contratar e pagar todos os fornecedores desta concessão. Mensalmente os desembolsos projetados para o mês subsequente são estimados e cobrados dos parceiros através da figura de *cash calls*, e a comprovação de gastos é realizada através dos *billing statements*. Portanto, as faturas recebidas pela Companhia contemplam o valor total dos materiais e serviços adquiridos, mas a apresentação nos demonstrativos de resultado/custo da empresa reflete apenas a sua participação. 2.27. **Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas:** As normas e interpretações revisadas, destacadas a seguir, válidas para o exercício de 2021, foram aplicadas pela Companhia, mas não impactaram as demonstrações financeiras individuais e consolidadas:

Pronunciamento ou interpretação	Descrição
CPC 06 (R2)	Reforma da Taxa de Juros de Referência – Fase 2 e Benefícios Relacionados à Covid-19
CPC 11	Reforma da Taxa de Juros de Referência – Fase 2
CPC 38	Reforma da Taxa de Juros de Referência – Fase 2
CPC 40(R1)	Reforma da Taxa de Juros de Referência – Fase 2
CPC 48	Reforma da Taxa de Juros de Referência – Fase 2

A Companhia pretende usar os expedientes práticos nos períodos futuros se estes se tornarem aplicáveis. As normas e interpretações novas e alteradas emitidas pelo IASB e pelo CPC, descritas a seguir, ainda não estão em vigor. O Grupo pretende adotar essas normas e interpretações novas e alteradas, se cabível, quando entrarem em vigor, a partir de 1º de janeiro de 2023:

Pronunciamento ou interpretação	Descrição
CPC 50 / IFRS 17	Contratos de Seguro
CPC 23 / IAS 8	Definição de estimativas contábeis
CPC 26 (R1) / IAS 1	Divulgação de políticas contábeis

3. Caixa e equivalentes de caixa:	Controladora	Consolidado
	2021	2020
Caixa	48	55
Bancos	23.581	27.480
	23.581	27.480
Nacional	3.603	52
Exterior	19.978	27.428
	19.978	27.428

O saldo de caixa e equivalentes de caixa constitui-se de recursos para fins de capital de giro do negócio, aplicados em instrumentos de alta liquidez no Brasil (compromissadas e CDB) e no exterior (disponibilidades em conta corrente remuneradas), sem risco de variação significativa do principal e rendimentos quando do resgate.

4. Títulos e valores mobiliários:	Controladora	Consolidado
	2021	2020
Certificados de Depósitos Bancários (i)	-	74.462
Time Deposit (ii)	350	-
Bond (iii)	-	535.411
	350	-
	350	-
	350	-

i. Conta corrente remunerada automaticamente via CDB em reais (aplicações em renda fixa), com rendimento médio de 101% do CDI (70% em 2020); ii. *Time Deposit* com prazos de 90, 180 e 270 dias, com média de rendimento de 0,75% a.a.; iii. Aplicações em *Bonds* de bancos brasileiros com rating AAA em escala nacional. Possuem um prazo máximo de 9 meses, com rentabilidade até o vencimento de 1,10% a.a.. A Companhia efetua a gestão de riscos dos títulos e valores mobiliários através da prática de políticas e procedimentos apropriados, conforme descrito na Nota Explicativa 30.

5. Caixa Restrito:	Consolidado
	2021
Aquisição Frade - 51,74% (i)	-
Banco Santander (ii)	-
Banco Daycoval (iii)	-
Banco Fibra (iv)	-
	-

i. A Companhia, seguindo o acordo de compra e venda para aquisição de 51,74% de participação da concessão do Campo de Frade (Nota explicativa 12), efetuava depósitos mensais em uma conta restrita (*Escrow*) que era liberada ao vendedor seguindo os prazos acordados para o pagamento da dívida, que foi quitada em maio de 2021. ii. A Companhia mantém caixa em aplicação de CDB como garantia à fiança bancária emitida junto ao Banco Santander, como exigência do contrato de financiamento com a Finep, que foi liquidado em abril de 2021. A garantia foi resgatada em julho de 2021. iii. A Companhia mantém aplicação financeira no exterior como garantia aos 2 ACCs (Adiantamento sobre Contrato de Câmbio) emitidos junto ao Banco Daycoval, os quais foram liquidados em março de 2021. iv. A Companhia mantém em conta vinculada como garantia à fiança bancária emitida junto ao Banco Fibra, como exigência do contrato de financiamento com a Finep, que foi liquidado em abril de 2021.

6. Contas a Receber:	2021	2020
Petrobras (i)	20.686	20.594
Petrochina	504	126.919
Shell	-	237.977
BP Oil Supply (ii)	430.506	-
Total Energies (iii)	462.857	-
Outros	480	675
	915.033	386.165
Total em moeda nacional	21.166	21.071
Total em moeda estrangeira	893.867	365.094

(i) Saldo a receber referente às vendas de gás e óleo condensado realizadas por Manati, Jaguar e Sardinha em novembro e dezembro de 2021 de aproximadamente 16,5 milhões de m³ de gás, correspondente a uma receita de R\$ 19.908 para Manati, R\$ 17 para Jaguar e R\$ 4 para Sardinha e saldo referente a quantidade não retirada de junho de 2020 (*take or pay*) no montante de R\$ 757 de Manati. (ii) Saldo a receber referente à venda de óleo do Campo de Polvo e Tubarão Martelo realizada dezembro de 2021, de aproximadamente 958 mil barris de petróleo. (iii) Saldo a receber referente à venda de óleo do Campo de Frade realizada em dezembro de 2021, de aproximadamente 995 mil barris de petróleo. A Companhia avaliou os impactos da pandemia provocada pela COVID-19 e entende que tais fatos não afetam os saldos a receber apresentados.

7. Tributos a recuperar:	Controladora	Consolidado
	2021	2020
Imposto de renda e contribuição social (i)	2.220	2.622
PIS e COFINS (ii)	2	1
ICMS (iii)	-	27.276
Imposto no exterior (VAT) (iv)	-	2.327
Outros	22	25
	2.244	2.648
Total	2.244	2.648
Ativo Circulante	-	85.839
Ativo Não Circulante	-	8.559

(i) Refere-se basicamente a imposto de renda retido sobre aplicações financeiras, saldo negativo de IRPJ/CSLL e antecipação de IRPJ/CSLL; (ii) Créditos de PIS/COFINS sobre insumos utilizados na operação; (iii) ICMS a recuperar referente a empréstimos de óleo entre parceiros do campo de Frade e a movimentação de materiais quando da aquisição de Polvo. (iv) Impostos (VAT) em processo de restituição das controladas de Luxemburgo.

8. Adiantamentos a fornecedores:	Controladora	Consolidado
	2021	2020
Geoquasar Energy (i)	-	-
Garantia BW (Prosafe) (ii)	-	35.364
Petrobras	-	246
Nitshore	-	468
BJ Services Brasil	-	688
Asa Assessoria	-	1.323
Bornemann GMBH	-	1.805
Workshop do Brasil	-	1.245
VME Process Inc	-	702
Appleton Marine Inc	-	604
ABB Automacao	-	6
Westcon	-	480
Schlumberger	-	413
Miros Scotland	-	106
Gevisa	-	401
GBA Corona	-	335
Siemens Infraestrutura	-	6.676
JS Aduaneira	-	2.710
Exterran	-	7.941
Posidonia Shipping	-	12.121
Belov	-	366
Macgregor Norway	-	1.243
RMS Pumptools	-	501
Orton S.R.L	-	368
KSB	-	333
Outros	-	16
	-	16
Total	-	16
Total no ativo circulante	-	16
Total no ativo não circulante	-	-

(i) Os valores de adiantamentos a Geoquasar referem-se aos créditos de custos de operação assumidos pela PetroRioOG e adiantamentos contratuais. Em contrapartida a estes adiantamentos, a Companhia mantém registrado provisão equivalente na rubrica de fornecedores de longo prazo R\$ 12.961, que foram compensados entre si (nota explica-

tiva 13). (ii) Os valores dos adiantamentos à BW (Prosafe) - US\$ 5.671 (R\$ 31.647) e R\$ 3.717, referem-se a compromissos contratuais e são mantidos como garantia financeira dos contratos de arrendamento e operação do FPSO Polvo. Com o término do contrato com a BW em julho de 2021, os valores deverão ser liberados ou compensados com possíveis valores a pagar. Os demais adiantamentos são decorrentes das operações regulares da Companhia. 9. **Ativos não circulantes classificados como mantidos para venda (Consolidado):** Em novembro de 2020, a Companhia firmou um acordo com a Gas Bridge S.A. ("Gas Bridge") para alienação da participação de 10% detida pela Companhia no Campo de Manati. O valor total da transação é de R\$ 144.400 mil e inclui a transferência de todas as responsabilidades da Companhia no Campo, incluindo a sua participação no abandono do mesmo. 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 transação é composta por uma parcela fixa de R\$ 124.400 mil e uma *earn-out* de R\$ 20.000 mil, sujeitos a determinadas aprovações regulatórias subsequentes relacionadas ao Campo. A data efetiva (*effective date*) da venda é de 31 de dezembro de 2020. A partir desta data até a data da conclusão da operação de venda, a Companhia continuará registrando em seu balanço todos os resultados referentes à participação no Campo, porém a geração de caixa do Campo neste período será incluída no ajuste do preço de venda. O contrato prevê que após 31 de dezembro de 2021 qualquer parte pode desistir do negócio sem ônus, porém, como as duas partes continuam interessadas na operação de venda, e a Gas Bridge ainda aguarda a aprovação da venda da parcela da Petrobras, as partes já estão negociando os termos para um aditivo ao contrato, alterando os prazos, tanto da data efetiva quanto da exclusividade. Dessa forma, a Companhia continua a tratar contabilmente esse ativo de acordo com o CPC 31, como Ativos não circulantes classificados como mantidos para venda, e, caso no futuro a situação atual seja alterada, daremos o devido tratamento, conforme determina o pronunciamento. As principais classes de ativos e passivos classificados como mantidos para venda em 31 de dezembro são:

	2021	2020
<b>Ativo</b>		
Adiantamentos a parceiros	6.439	2.349
Imobilizado	3.398	3.677
Intangível	64.671	62.413
<b>Total do ativo</b>	<b>74.508</b>	<b>68.439</b>
<b>Passivo</b>		
Provisão para abandono de instalações	(6.080)	(3.392)
Outras obrigações	1.578	743
<b>Total do passivo</b>	<b>(4.502)</b>	<b>(2.649)</b>
<b>Ativos não circulantes classificados como mantidos para venda</b>	<b>79.010</b>	<b>71.088</b>

O resultado do exercício do Campo de Manati, proporcional à participação da Companhia, é apresentado a seguir:

	2021	2020
<b>Consolidado</b>		
<b>Receita líquida de serviços</b>	<b>108.904</b>	<b>62.955</b>
Custos dos serviços	(32.047)	(33.570)
<b>Resultado bruto</b>	<b>76.857</b>	<b>29.385</b>
<b>Receitas (despesas) operacionais</b>		
Despesas de geologia e geofísica	-	(25)
Despesas com pessoal	(21.681)	(2.276)
Despesas gerais e administrativas	(3.611)	(1.414)
Despesas com serviços de terceiros	(2.007)	(1.205)
Impostos e taxas	-	(74)
Despesa de depreciação e amortização	-	(705)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	4.118	6.259
<b>Resultado operacional antes resultado financeiro</b>	<b>53.676</b>	<b>29.945</b>
Receitas financeiras	13.109	17.652
Despesas financeiras	(17.044)	(22.055)
<b>Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social</b>	<b>49.741</b>	<b>25.542</b>
Imposto de renda e contribuição social corrente	(8.695)	(5.921)
Imposto de renda e contribuição social diferido	905	2.735
<b>Resultado das operações descontinuadas</b>	<b>41.951</b>	<b>22.356</b>

Os fluxos de caixa líquidos incorridos são:	2021	2020
Caixa líquido (aplicado nas) gerado das atividades operacionais	48.372	31.296
Caixa líquido (aplicado nas) gerado das atividades de investimento	279	(5.948)
Ajuste de conversão	-	(5.602)
<b>Aumento líquido no caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>48.651</b>	<b>19.746</b>

Lucro por ação	2021	2020
<b>Aprovação do resultado básico e diluído por ação</b>		
Numerador (em R\$ mil)		
Resultado das operações descontinuadas	41.951	22.356
<b>Denominador (em milhares de ações)</b>		
Média ponderada de número de ações ordinárias ajustada pelo efeito da diluição	825.228	676.656

Resultado básico e diluído por ação das operações descontinuadas: 0,0508 0,0330

10. **Investimentos:** Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia apresentava as seguintes principais participações em controladas diretas: • **Petro Rio O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda. ("PetroRioOG"):** A controlada foi constituída em 20 de julho de 2009, com sede na cidade do Rio de Janeiro, tendo como objeto social: (i) a exploração, o desenvolvimento e a produção de petróleo e gás natural; (ii) a importação, exportação, refino, comercialização e distribuição de petróleo, gás natural, combustível e produtos derivados de petróleo; (iii) a geração, comercialização e distribuição de energia elétrica; e (iv) a participação em outras sociedades. A PetroRioOG detém 100% da concessão do Campo de Polvo, 80% da concessão do Campo de Tubarão Martelo, e a propriedade do FPSO Bravo, que a partir do dia 14 de julho de 2021 passou a operar os dois campos, após a conclusão da operação de *TIEBACK*, que reduz os custos de produção e aumenta a vida útil dos dois campos. Desde março de 2011, a PetroRioOG já atuava como Operadora B, em águas rasas e áreas terrestres, e a partir de outubro de 2015, a PetroRioOG foi qualificada como Operadora A pela ANP, o que permite a realização de atividades em áreas terrestres, águas rasas, profundas e ultra profundas. • **Petro Rio Internacional S.A. ("Priointl"):** A controlada, com sede no Rio de Janeiro, tem como objeto social: (i) a exploração, o desenvolvimento e a produção de petróleo e gás natural; (ii) a importação, exportação



CNPJ nº 10.629.105/0001-68

**11. Imobilizado (Consolidado):**

a) Composição do saldo:	Taxa de Depreciação %		Custo	Depreciação	Ajuste de conversão	Saldo em 2021	Saldo em 2020
	UOP*	Frade 30%**					
<b>Em operação</b>							
Plataforma e Sonda - Polvo	UOP*	104.917	(104.631)		24.310	24.596	23.834
Ativos de Óleo e Gás - Frade**	UOP*	2.753.017	(1.043.031)		-	1.709.986	1.986.129
FPSO Bravo (Tubarão Martelo)	UOP*	797.445	(161.906)		-	635.539	718.235
Máquinas e equipamentos	10	9.487	(7.083)		-	2.404	4.633
Móveis e utensílios	10	2.185	(1.051)		-	1.134	1.354
Equipamentos de comunicação	20	890	(479)		-	411	320
Equipamentos de informática	20	6.708	(4.597)		-	2.111	2.382
Benefitorias em imóveis de terceiros	4	6.998	(574)		-	6.424	6.367
Gastos Desenvolvimento***	UOP*	867.941	(213.872)		-	654.069	204.176
Manutenção de poços	33	65.582	(54.457)		-	11.125	27.203
<b>Em andamento</b>							
Imobilizado em andamento****		-	-	-	-	-	237
Manutenção de poços - Polvo*****		92.877	-	-	-	92.877	29
Gastos com Desenvolvimento****		104.018	-	-	478	104.496	93.485
Sobressalentes		55.124	-	4.332	-	59.456	54.261
Material para revitalização/reentradas poços - Frade***		243.140	-	-	-	243.140	234.304
Material para uso e consumo (poços)		1.277	-	-	-	1.277	2.064
<b>Total</b>		<b>5.111.606</b>	<b>(1.591.681)</b>		<b>29.120</b>	<b>3.549.045</b>	<b>3.359.013</b>

\*UOP - Units of Production (Método de depreciação por unidade produzida). \*\* Com a conclusão da aquisição de Frade, a Companhia passou a consolidar 100% dos ativos relacionados ao campo, que contemplam, além dos gastos relacionados aos poços produtores, o FPSO Frade e todos os equipamentos submarinos. Adicionalmente, o consórcio de Frade, se preparando para a Plano de Revitalização do Campo, adquiriu materiais e equipamentos, que se encontram classificados como ativos em andamento, bem como equipamentos do FPSO e submarinos, que aguardam a perfuração de novos poços para a entrada em operação. \*\*\* Campanhas de revitalização/perfuração e conexão de campos; \*\*\*\* Imobilizado em andamento refere-se basicamente à gastos com a instalações administrativas; \*\*\*\*\* Workovers para a retomada e/ou melhoria de poços.

**b) Movimentação do saldo:**

Em operação	Saldo em 01/01/2021		Adições	Baixas	Depreciação	Transferências	Ajuste de conversão	Saldo em 2021
	Frade 30%**	Adições						
Plataforma e Sonda - Polvo	23.834	-	-	-	(4.742)	3.478	2.026	24.596
Ativos de Óleo e Gás - Frade	1.986.129	104.990	1.098	-	(389.012)	6.781	-	1.709.986
FPSO Bravo (Tubarão Martelo)	718.235	-	-	-	(82.696)	-	-	635.539
Máquinas e equipamentos	4.633	-	-	(1.062)	(2.645)	1.478	-	2.404
Móveis e utensílios	1.354	-	-	-	(220)	-	-	1.134
Equipamentos de comunicação	320	-	-	-	(126)	217	-	411
Equipamentos de informática	2.382	-	-	-	(946)	675	-	2.111
Benefitorias em imóveis de terceiros	6.367	-	-	-	(230)	287	-	6.424
Gastos Desenvolvimento	204.176	1.814	-	-	(67.825)	515.904	-	654.069
Manutenção de poços	27.203	-	-	-	(16.078)	-	-	11.125
<b>Em andamento</b>								
Imobilizado em andamento	237	-	725	-	-	(962)	-	-
Manutenção de poços - Polvo	29	-	92.848	-	-	-	-	92.877
Gastos Desenvolvimento/Tieback	93.485	-	550.264	(9.109)	-	(530.623)	479	104.496
Sobressalentes	54.261	-	-	-	-	4.244	951	59.456
Material para revitalização/reentradas poços - Frade	234.304	13.530	-	(4.694)	-	-	-	243.140
Material para uso e consumo (poços)	2.064	-	1.278	(586)	-	(1.479)	-	1.277
<b>Total</b>	<b>3.359.013</b>	<b>118.520</b>	<b>648.027</b>	<b>(15.451)</b>	<b>(564.520)</b>		<b>3.456</b>	<b>3.549.045</b>

Em operação	Saldo em 01/01/2020		Adições	Baixas	Depreciação	Impairment	Transferências	Ajuste de conversão	Saldo em 2020
	Adições	Baixas							
Plataforma e Sonda - Polvo	23.925	301	-	(7.362)	-	-	6.970	23.834	
Ativos de Óleo e Gás - Manati	6.388	397	(2.453)	(658)	3	(3.677)	-	-	
Ativos de Óleo e Gás - Frade	1.735.177	16.482	(21.327)	(362.448)	-	265.646	352.599	1.986.129	
FPSO Bravo (Tubarão Martelo)	-	1.273	-	(79.210)	-	785.949	10.223	718.235	
Máquinas e equipamentos	6.215	-	-	(2.644)	-	1.062	-	4.633	
Móveis e utensílios	1.559	-	-	(220)	-	15	-	1.354	
Equipamentos de comunicação	446	-	-	(126)	-	-	-	320	
Equipamentos de informática	2.992	-	-	(860)	-	250	-	2.382	
Benefitorias em imóveis de terceiros	6.597	-	-	(230)	-	-	-	6.367	
Mais-valia ativos de Óleo e Gás - Frade	239.341	-	-	(48.937)	-	(255.494)	65.090	204.176	
Gastos Desenvolvimento	187.963	103.611	-	(56.894)	-	(30.504)	-	204.176	
Manutenção de poços	30.533	-	-	(17.583)	-	14.253	-	27.203	
<b>Em andamento</b>									
Imobilizado em andamento	3.638	497	-	-	-	(3.898)	-	237	
Manutenção de Poços	4.301	5.086	-	-	-	(9.358)	-	29	
Aquisição do FPSO Bravo (Tubarão Martelo)	49.096	603.492	-	-	-	(788.757)	136.169	93.485	
Gastos Desenvolvimento/Tieback	-	70.821	-	-	-	18.813	3.851	54.261	
Sobressalentes	50.069	1.303	-	-	-	-	2.889	59.456	
Material para revitalização/reentradas poços - Frade	254.283	-	(19.938)	-	-	(41)	-	234.304	
Material para uso e consumo (poços)	-	-	-	-	-	2.064	-	2.064	
<b>Total</b>	<b>2.602.523</b>	<b>803.263</b>	<b>(43.718)</b>	<b>(577.172)</b>	<b>3</b>	<b>(3.677)*</b>	<b>577.791</b>	<b>3.359.013</b>	

\* Valores transferidos para ativos não circulantes classificados como mantidos para a venda, referentes ao Campo de Manati.

**12. Intangível (Consolidado):**

a) Composição do saldo:	Taxa de amortização (%)		Saldo em 2021	Saldo em 2020
	2021	2020		
<b>Ativos de petróleo e gás</b>				
Custo de Aquisição - Polvo	(i)	313.787	313.787	
Custo de Aquisição - Tubarão Martelo	(i)	239.095	297.409	
Custo de Aquisição - Frade	(i)	197.418	-	
Custo de Aquisição - Wahoo	(i)	845.781	-	
Bônus de assinatura - FZA-M-254		5.968	5.968	
Bônus de assinatura - FZA-Z-539		8.022	8.022	
Bônus de assinatura - Frade	(i)	50.850	50.850	
Bônus de assinatura - Ceará	(ii)	31.358	31.358	
Mais-Valia na aquisição da concessão Frade	(ii)	801.248	746.142	
Adiantamento para aquisição de ativo	(iii)	-	64.959	
Softwares e outros		9.033	9.033	
<b>Total</b>		<b>2.502.560</b>	<b>1.527.528</b>	
Amortização Acumulada		<b>(760.234)</b>	<b>(570.662)</b>	
<b>Total</b>		<b>1.742.326</b>	<b>956.866</b>	

(i) Os custos de aquisição/bônus de assinatura e gastos exploratórios são amortizados pelo método das unidades produzidas, considerando a produção de cada concessão e o volume de reservas provadas desenvolvidas, quando finalizados os processos exploratórios/ de redensolvimento. (ii) Mais-Valia relacionada à aquisição do contrato de concessão do Campo de Frade, de Jaguar e Sardinha, amortizados pelo método das unidades produzidas, acompanhando o ativo gerador da mais-valia. (iii) Adiantamento para aquisição do Campo de Wahoo (64,3%) e Campo de Itaipu (60%), conforme descrito na nota explicativa 1. b) Movimentação do saldo:

Saldo em 01/01/2021	Saldo em 01/01/2021		Adições	Baixas	Amortização	Transferência	Ajuste de conversão	Saldo em 2021
	Wahoo	Frade 30%**						
Custo de Aquisição - Polvo	29.826	-	-	-	(5.254)	-	-	24.572
Custo de Aquisição - Tubarão Martelo	277.922	-	-	(58.315)	(27.742)	-	-	191.865
Custo de Aquisição - Frade	-	157.353	-	(33.358)	40.065	-	-	164.060
Custo de Aquisição - Wahoo	-	412.954	-	-	432.827	-	-	845.781
Bônus de assinatura - FZA-M-254	5.968	-	-	-	-	-	-	5.968
Bônus de assinatura - FZA-Z-539	8.022	-	-	-	-	-	-	8.022
Bônus de assinatura - Frade	3.999	-	-	(743)	-	-	-	3.256
Bônus de assinatura - Ceará	31.358	-	-	-	-	-	-	31.358
Mais-Valia na aquisição da concessão Frade	534.538	-	-	(103.461)	-	-	-	467.170
Softwares e outros	274	-	-	-	-	-	-	274
Adiantamento para aquisição de ativo	64.959	-	416.066	(8.133)	(472.892)	-	-	36.093
<b>Total</b>	<b>956.866</b>	<b>412.954</b>	<b>157.353</b>	<b>416.066</b>	<b>(66.448)</b>	<b>(170.558)</b>	<b>-</b>	<b>1.742.326</b>

Saldo em 01/01/2020	Saldo em 01/01/2020		Adições	Baixas	Amortização	Transferência	Ajuste de conversão	Saldo em 2020
	Wahoo	Frade 30%**						
Custo de Aquisição - Polvo	46.772	-	(7.559)	-	(9.387)	-	-	29.826
Custo de Aquisição - Manati	36.888	-	-	-	(5.048)	(31.840)	-	-
Custo de Aquisição - Tubarão Martelo	-	297.409	-	-	(19.487)	-	-	277.922
Bônus de assinatura - FZA-M-254	5.968	-	-	-	-	-	-	5.968
Bônus de assinatura - FZA-Z-539	8.022	-	-	-	-	-	-	8.022
Bônus de assinatura - Frade	4.832	-	-	-	(833)	-	-	3.999
Bônus de assinatura - Ceará	31.358	-	-	-	-	-	-	31.358
Ágio na aquisição - Brasol	20.228	-	-	-	-	(26.080)	5.852	-
Mais-Valia na aquisição da concessão Frade	500.919	-	-	(112.153)	-	145.772	-	534.538
Carteira de Clientes - Manati	4.038	-	-	(702)	(4.494)	-	1.158	-
Softwares e outros	274	-	-	-	-	-	-	274
Adiantamento para aquisição de ativo	30.230	34.729	-	-	-	-	-	64.959
<b>Total</b>	<b>689.529</b>	<b>332.138</b>	<b>(7.559)</b>	<b>(147.610)</b>	<b>(62.414)*</b>	<b>152.782</b>	<b>-</b>	<b>956.866</b>

\* Valores transferidos para ativos não circulantes classificados como mantidos para a venda, referentes ao Campo de Manati. c) Aquisição de ativos: 1. Frade 30%: Em 05 de fevereiro de 2021 a Companhia concluiu por meio de suas controladas indiretas Jaguar e Lux Holding a operação de aquisição de 30% de Frade. Jaguar adquiriu 30% da concessão do Campo de Frade. FPSO, Equipamentos Submarinos e demais ativos e passivos relacionados à concessão, aos quais já possuía 51,74% dos direitos e o controle. Adicionalmente, a Lux Holding adquiriu 30% das ações da Frade BV, à qual já detinha 51,74% de participação e o controle da entidade. A essência da operação foi a aquisição de 30% dos ativos relacionados à concessão pelo valor final ajustado líquido de R\$ 221.799 (US\$ 41.162 mil), pagos na forma de um adiantamento em novembro de 2019, na assinatura do contrato, no montante de R\$ 40.065 (US\$ 7.500 mil), e o saldo restante, no montante de R\$ 181.734 (US\$ 33.662 mil), no dia 05 de fevereiro de 2021, data da conclusão, através de um pagamento pela Jaguar de R\$ 1.396.656 (US\$ 259.197 mil) e de um recebimento pela Lux Holding de R\$ 1.214.922 (US\$ 225.470 mil). A forma da aquisição foi através de dois contratos de compra e venda separados, com preços e partes distintas. Os valores pagos e recebidos, bem como as alocações dos ativos e passivos está distribuída da seguinte forma:

Alocação do Preço	Lux		Total
	Jaguar	Holdings	
Consideração inicial	107.768	431.072	538.840
Ajuste de preço	1.332.463	(1.645.994)	(313.531)
<b>Consideração final paga (recebida)</b>	<b>1.440.231</b>	<b>(1.214.922)</b>	<b>225.309</b>
Concessão (intangível)	472.803	(435.322)	37.481
FPSO e equipamentos subsea (imobilizado)	692.812	(587.821)	104.991
Estoque de petróleo (ativo circulante)	141.553	(120.102)	21.451
Material para revitalização do campo (imobilizado)	89.281	(75.751)	13.530
Adiantamentos ao consórcio/fornecedores (ativo circulante)	48.576	-	48.576
Provisão do TAC (passivo não circulante)	(4.794)	-	(4.794)
Ações da Frade BV (investimento)	-	183	183
Adiantamentos ao consórcio (ativo circulante)	-	3.891	3.891

Adicionalmente, foi constituída provisão de abandono, proporcional aos 30% de aquisição, no montante de R\$ 159.937, registrada na linha de concessão, no intangível, em contrapartida da provisão de abandono, no passivo, nota explicativa 19. 2. Campo de Wahoo (64,3%) e Campo de Itaipu (60%): A Companhia concluiu em 01 de julho de 2021 a compra de 35,7% do Campo de Wahoo com a BP e em 28 de julho de 2021, a compra de 28,6% mesmo campo, pertencentes à Total. Em conjunto com a parcela adquirida da BP, foi comprado também 60% de participação do Campo de Itaipu. Wahoo, foco da operação de compra, é um bloco exploratório na Bacia de Campos com potencial para produzir mais de 140 milhões de barris no pré-sal (100% do campo). Teve descoberta de óleo em 2008 e foi realizado um teste de formação em 2010. Wahoo se situa 30-35km ao norte de Frade, com lâmina d'água de 1.400m, e conta com reservatório carbonático a uma profundidade de 5 a 7 mil metros. Itaipu é um bloco exploratório na Bacia de Campos, teve 3 poços piloto perfurados, encontra-se próximo ao cluster Parque das Baleias e estudos preliminares realizados indicam que a acumulação é potencialmente compartilhada com a região sudeste do cluster. Antes de qualquer definição de desenvolvimento, o área deverá passar por um processo de unitização. Os dois campos encontram-se em fase de exploração, com Wahoo avançando para a fase de desenvolvimento. Nada além das concessões foi transferido no processo de compra e venda. Os dois campos já realizaram os programas exploratórios mínimos e não possuem provisão de abandono, que só é formada no período de desenvolvimento. Seguindo as orientações expressas no Pronunciamento Técnico CPC 15 (R1) - Combinação de negócios, a companhia efetuou o Teste opcional para identificar concentração de valor justo descrito no item B7, para determinar se a operação em questão é uma combinação de negócios. Concluímos que, como todo o valor é concentrado em um único ativo identificável, no caso a concessão, já que não há outros ativos e passivos identificáveis, como caixa e equivalentes de caixa, ativos fiscais diferidos ou qualquer outro tipo de ativo, ficou determinado que a aquisição não é uma combinação de negócios, sem necessidade de avaliações adicionais. Com isso, as aquisições dos campos de Wahoo e Itaipu foram tratadas como aquisições de ativo intangível, seguindo as orientações do Pronunciamento Técnico CPC 04 (R1) - Ativo Intangível, que estabelece que o custo do ativo intangível adquirido deve ser o valor pago na aquisição acrescido de custos incorridos inicialmente para

tal aquisição (itens 18 e 27). d) Combinação de Negócios: 1. Tubarão Martelo: Em 03 de agosto de 2020 a Companhia concluiu por meio de sua controlada indireta PetroRioOG a operação de aquisição de 80% de participação no Campo de Tubarão Martelo. A Companhia passou a ser operadora do Campo de Tubarão Martelo, podendo



CNPJ nº 10.629.105/0001-68

Maturidade dos contratos		*Pis/Cofins	
Vencimento das prestações	Valor R\$	Valor R\$	
2022	140.734	13.015	
2023	73.255	6.776	
2024	62.433	5.775	
2025	62.299	5.763	
2026	62.299	5.763	
2027	62.300	5.763	
2028	62.434	5.775	
2029	62.302	5.763	
2030	62.303	5.763	
2031	58.841	5.443	
2032	58.966	5.454	
2033	58.843	5.443	
<b>Valores não descontados</b>	<b>827.009</b>	<b>76.496</b>	
<b>Juros embutidos</b>	<b>(233.637)</b>		
<b>Saldo passivo arrendamento</b>	<b>593.372</b>		

18. Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido		Prejuízo fiscal		Crédito fiscal	
Empresas	2021	2020	2021	2020	
PetroRio	182.459	77.522	62.036	26.358	
PetroRioOG	1.122.454	1.341.630	381.634	456.154	
Priolntl	14.817	14.807	5.038	5.034	
Brasoil	85.837	131.214	29.185	44.613	
Jaguar	1.313.150	1.472.678	446.471	500.711	

Prejuízo fiscal		Crédito fiscal	
2021	2020	2021	2020
818.175	878.408	278.180	298.659
3.421.883	3.294.654	853.418	821.687
<b>6.958.775</b>	<b>7.210.913</b>	<b>2.055.962</b>	<b>2.153.216</b>

A Companhia possui prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social gerados no Brasil e no Exterior, passíveis de compensação com lucros tributáveis futuros, limitados a 30% a cada exercício no Brasil, e sem limite de compensação em Luxemburgo. Conforme detalhe abaixo, a Administração reconheceu contabilmente, com base nas projeções de resultado das empresas, valores proporcionais aos lucros futuros, bem como montante relacionado ao deságio registrado na aquisição do Campo de Polvo e ao valor integral dos passivos diferidos registrados em Luxemburgo, referentes aos deságios registrados na aquisição do Campo de Frade. Os demais créditos serão reconhecidos à medida que os lucros tributáveis futuros forem sendo gerados. Do total de créditos fiscais disponíveis, R\$ 1.569.085 ainda não foram reconhecidos no balanço patrimonial da Companhia. A provisão de imposto de renda e contribuição social diferidos está como segue:

Controladora		Consolidado	
2021	2020	2021	2020
-	-	167.931	192.148
(18.539)	(14.181)	(59.733)	(25.607)
-	-	(486.877)	(366.483)
<b>(18.539)</b>	<b>(14.181)</b>	<b>(378.679)</b>	<b>(199.942)</b>

Expectativa de realização		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		Total	
Deságio/mais-valia em combinação de negócios		31.708	27.200	23.415	20.063	17.264	14.858	12.841	11.047	9.535	167.931										
Diferenças temporárias		(59.733)	-	-	-	-	-	-	-	-	(59.733)										
Prejuízos Fiscais		(186.957)	(94.936)	(82.447)	(54.793)	(19.463)	(14.858)	(12.841)	(11.047)	(9.535)	(486.877)										

19. Provisão para abandono de instalações: A movimentação do saldo da provisão para abandono de poços no Campo de Polvo, Tubarão Martelo, Campo de Manati e Campo de Frade está demonstrada a seguir:

	Polvo		Manati		Tubarão Martelo		Frade	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Saldo em 01 de janeiro de 2020	195.672	44.374	-	-	-	-	706.002	-
Aquisição Tubarão Martelo (100%)	-	-	-	-	233.426	-	-	-
Redução	(25.498)	(6.870)	(12.205)	(582.875)	-	-	-	-
Atualização cambial	51.003	9.030	(4.850)	191.419	-	-	-	-
Atualização monetária	11.066	2.461	5.568	43.284	-	-	-	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2020</b>	<b>232.243</b>	<b>48.995</b>	<b>221.939</b>	<b>357.830</b>				
Aquisição Frade (30%)	-	-	-	-	159.937	-	-	-
Aumento / (Redução)	(84.867)	(2.048)	(58.100)	(66.279)	-	-	-	-
Atualização cambial	9.180	3.132	13.237	29.155	-	-	-	-
Atualização monetária	18.624	4.503	12.541	32.696	-	-	-	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2021</b>	<b>175.180</b>	<b>54.582</b>	<b>189.617</b>	<b>513.339</b>				
(-) Fundo de abandono	(185.847)	(60.662)	-	-	-	-	-	-
Transferência para Passivos diretamente associados a ativos não circulantes classificados como mantidos para venda	-	6.080	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo líquido do passivo</b>	<b>(10.667)</b>	<b>-</b>	<b>189.617</b>	<b>513.339</b>				
<b>Saldo total consolidado</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>692.289</b>				

As estimativas dos custos com abandono foram provisionadas para o exercício findo em 2021. Para o Campo de Polvo, esta provisão correspondente à participação de 100% da PetroRio e reflete a estimativa em valor presente descontados à taxa de 7,65% ao ano (5,86% em 2020) e atualizado à taxa de inflação norte-americana de 2,1% médio ao ano. Adicionalmente, os valores são ajustados pela variação do dólar norte-americano. Estes custos serão incorridos no abandono do Campo de Polvo, incluindo e não limitados o tamponamento dos poços e a remoção das linhas e dos equipamentos de produção. Para o Campo de Manati, foi realizado novo estudo de abandono, aprovado em novembro de 2018, que reduziu o total da provisão em aproximadamente US\$ 48 milhões (100%), com redução de R\$ 5.426 no balanço da Companhia, correspondente à participação de 10% da Manati. 20% da provisão de abandono são custos em Reais, atualizados à taxa de inflação média de 3,61% ao ano e descontados à taxa livre de risco de 10,16% ao ano (6,27% em 2020). Os demais custos, estimados em Dólar, estão atualizados à taxa de inflação de 2,1% ao ano e descontados à taxa de 7,39% (5,86% em 2020), antes da conversão para Reais. Com o objetivo de assegurar a capacidade do consórcio para liquidar as obrigações no abandono no campo de Manati, a operadora Petrobras recolhe dos consorciados a parcela mensal relativa a gastos estimados de abandono. Os valores contribuídos são aplicados e serão utilizados para pagamento dos custos de abandono quando ocorrerem. Em 31 de dezembro de 2021 a Companhia mantém o saldo de R\$ 60.662. Para o Campo de Frade, foi realizado novo estudo de abandono, aprovado em dezembro de 2020 pela ANP, considerando condições de mercado atuais sob a ótica da PetroRio como novo operador, reduziu o total da provisão em aproximadamente US\$ 207 milhões com redução de R\$ 499.700 no balanço da Companhia, correspondente à participação de 70% de Frade. Esta provisão reflete a estimativa em valor presente descontados à taxa de 7,65% ao ano. Os principais gastos incluídos nesses levantamentos são remoção do FPSO, abandono dos poços (ex: aluguel de sonda, cimentação, remoção de tubulação e dutos, colocação de tampões), remediação do meio ambiente e remoção de equipamentos do fundo do mar (ex: Árvore de Natal, blocos de ancoragem). Com a conclusão da aquisição de 80% do Campo de Tubarão Martelo, a Companhia assumiu, além de 80% do total previsto para abandono do campo conforme a participação de cada consorciado no campo, como dos 20% adicionais anteriormente de responsabilidade da Dommo, como contraprestação pela aquisição da participação. O valor presente reflete desconto de 7,65% ao ano sobre o total. Adicionalmente, com a aquisição dos 30% complementar do campo de Frade, conforme descrito na nota explicativa 1 e 12, foi realizado complemento na provisão de abandono do campo, no montante de R\$ 159.937, proporcional ao valor já registrado anteriormente na companhia, de 70%. Conforme destacado na nota explicativa 2.7.1, houve alteração nos valores presentes das provisões de abandono dos Campos, com a alteração da vida útil de Polvo e Tubarão e a atualização das taxas de desconto e inflação, com redução de R\$ 211.294. Destes, R\$ 153.194 afetaram diretamente o resultado, já que as provisões ativas dos Campos de Polvo, Manati e Frade não tinham mais saldo, e R\$ 58.100, referentes à Tubarão Martelo, reduziram o ativo intangível.

20. Adiantamentos a/de parceiros em operações de óleo e gás

Blocos operados		Consolidado	
	2021	2020	
Blocos operados (GALP - PEL 23 Namíbia)	(644)	(601)	
Petrobras - Frade	-	(86.412)	
Dommo - TBMT	(32.850)	-	
Total - Wahoo/Itaipu	(392)	-	
IBV - Wahoo	669	-	
Ecopetrol - Ceará	(2)	12	
<b>Total de blocos operados</b>	<b>(33.219)</b>	<b>(87.001)</b>	
Petrobras - Coral/Cavalo Marinho/Manati	(6.436)	(2.345)	
<b>Total de blocos não-operados</b>	<b>(39.655)</b>	<b>(89.346)</b>	
Transferência para Passivos diretamente associados a ativos não circulantes classificados como mantidos para venda	6.439	2.349	
<b>Total de adiantamento de/a parceiros</b>	<b>(33.216)</b>	<b>(86.997)</b>	

21. Impairment: A Companhia acompanha periodicamente mudanças nas expectativas econômicas e operacionais que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável de seus ativos. Sendo tais evidências identificadas, são realizados cálculos para verificar se o valor contábil líquido excede o valor recuperável, e se confirmado, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil ao valor recuperável. Devido aos impactos provocados pela pandemia do COVID-19 em todo o mundo, a demanda de petróleo reduziu bruscamente, reduzindo consequentemente os preços praticados nos mercados internacionais. A redução relevante do preço do Brent, diretamente ligado às receitas da companhia, são indicativos de possível perda no valor recuperável dos ativos. Mesmo com a recuperação dos preços do Petróleo no mercado internacional, a Companhia efetuou cálculos para a verificação do valor recuperável de seus ativos, frente aos valores contabilizados, utilizando as projeções mais atuais de preço de petróleo e de dólar, e não identificou a necessidade de reconhecimento de provisão. Os fluxos de caixa são estimados com base nos resultados já realizados, o orçamento anual da Companhia e considera o vencimento de cada concessão e a expectativa de crescimento do mercado, baseando-se em premissas validadas anualmente pelo certificador de reservas (DeGolyer and MacNaughton), quando da reavaliação destas. Tais fluxos são descontados pelo mais recente custo médio ponderado de capital da Companhia, 11,7%, utilizando-se de metodologia amplamente aplicada no mercado de óleo e gás. 22. Patrimônio líquido: 22.1. Capital social: Em 31 de dezembro de 2021, o capital subscrito e integralizado no valor de R\$ 5.526.452 está representado por 878.330.845 ações todas nominativas, escriturais e sem valor nominal. A Companhia registrou R\$ 222.808 referentes aos custos com emissões das ações em conta redutora do Capital Social, que compõem o saldo apresentado de R\$ 5.303.644.

22.2. Remuneração com base em plano de opções de compra de ações: O Conselho de Administração, no âmbito de suas funções e em conformidade com o Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia, aprovou a outorga de opções de ações para Colaboradores da Companhia. O valor justo das opções de compra de ações foi estimado na data de concessão das opções utilizando o modelo Black-Scholes de precificação. As datas de realização das reuniões do Conselho de Administração e as premissas utilizadas no modelo de precificação estão relacionadas a seguir:

Acionista	Nº de ações ordinárias	% de Participação*
Aventis Strategic Partners LLP	167.937.200	19%
Truxt Investimentos	98.781.165	11%
Outros Acionistas	611.612.480	70%
<b>Total</b>	<b>878.330.845</b>	<b>100%</b>

\*Conforme informações divulgadas em formulário de referência. Em 28 de janeiro de 2021 foi aprovada, no âmbito da oferta pública de distribuição primária, com esforços restritos, de ações ordinárias, nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaracadas de quaisquer ônus ou gravames, de emissão da Companhia, a fixação do preço por ação no valor de R\$69,00 (sessenta e nove reais), perfazendo o montante total de R\$ 2.049.000 e o aumento do capital social da Companhia, mediante a emissão de 29.700.000 (vinte e nove milhões e setecentas mil) novas ações ordinárias, nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaracadas de quaisquer ônus ou gravames, de emissão da Companhia. As Ações objeto da Oferta passaram a ser negociadas na B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão ("B3") em 1º de fevereiro de 2021, e a liquidação física e financeira das Ações ocorreu no dia 2 de fevereiro de 2021. Adicionalmente, o Capital Social da companhia sofreu alterações em janeiro de 2021, com aumento de R\$ 13.743 através da emissão de ações pelo exercício de opções de ações outorgadas aos colaboradores, conforme descrito na nota explicativa 22.2. Em 30 de abril de 2021 foi aprovado, em reunião do Conselho de Administração, o desdobramento das ações de emissão da Companhia, à razão de 1/5, de forma que cada ação de emissão da Companhia passe a ser representada por 5 (cinco) ações. As ações passaram a ser negociadas desdobradas no dia 6 de maio de 2021. Em 31 de dezembro de 2021 o saldo ações ordinárias da Petro Rio S.A. em conta de Ações em Tesouraria, retificadora do Patrimônio Líquido, é de 39.077.565 ações, ao custo de aquisição de R\$ 40.874. 22.2. Remuneração com base em plano de opções de compra de ações: O Conselho de Administração, no âmbito de suas funções e em conformidade com o Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia, aprovou a outorga de opções de ações para Colaboradores da Companhia. O valor justo das opções de compra de ações foi estimado na data de concessão das opções utilizando o modelo Black-Scholes de precificação. As datas de realização das reuniões do Conselho de Administração e as premissas utilizadas no modelo de precificação estão relacionadas a seguir:

Deságio/mais-valia em combinação de negócios

Controladora		Consolidado	
2021	2020	2021	2020
-	-	167.931	192.148
(18.539)	(14.181)	(59.733)	(25.607)
-	-	(486.877)	(366.483)
<b>(18.539)</b>	<b>(14.181)</b>	<b>(378.679)</b>	<b>(199.942)</b>

Data da outorga pelo Conselho de Administração		25/01/18		05/11/18		28/02/19		28/02/19		28/02/19	
Total de opções concedidas	314.267	122.923	20.482	83.596	79.026						
Preço da ação na data da outorga	91,50	118,00	150,98	150,98	150,98						
Preço do Strike	54,70	54,7	86,27	86,27	86,27						
Valor justo ponderado da opção na data da concessão	41,08	69,06	66,70	77,20	68,30						
Volatilidade estimada do preço da ação	73,99%	72,41%	52,54%	52,54%	69,46%						
Taxa de retorno livre de risco	8,83%	8,75%	7,14%	7,14%	8,25%						
Duração da opção (em anos)	3	4	2	2	4						

Data da outorga pelo Conselho de Administração		20/03/20		20/03/20		03/05/21		03/05/21	
Total de opções concedidas	524.870	501.600	280.340	639.482					
Preço da ação na data da outorga	12,40	12,40	91,86	91,86					
Preço do Strike	17,36	19,53	35,27	39,86					
Valor justo ponderado da opção na data da concessão	3,51	4,49	62,03	65,92					
Volatilidade estimada do preço da ação	77,01%	66,17%	92,13%	73,64%					
Taxa de retorno livre de risco	5,60%	7,65%	6,41%	7,86%					
Duração da opção (em anos)	2	4	2	4					

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021, a Companhia possui saldo registrado no patrimônio líquido - resultado com remuneração baseada em ações - no montante de R\$ 280.769, tendo como contrapartida a demonstração de resultado como custo de pessoal desde a outorga. Das opções outorgadas, 1.280.509 opções foram exercidas em 01 de janeiro de 2021, com a integralização de R\$ 13.622 no capital social da Companhia. 22.3. Resultado por ação: Em atendimento ao CPC 41 (IAS 33), a Companhia apresenta as informações sobre o resultado por ação para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020. O cálculo básico do resultado por ação é feito através da divisão do resultado do exercício, atribuído aos detentores de ações ordinárias da

24. Receita Líquida: A receita líquida para os respectivos exercícios é composta da seguinte forma:

31/12/2021		Tubarão Martelo		Cluster Polvo + Tubarão Martelo		31/12/2020		Tubarão Martelo		Total	
Polvo	Manati	Frade				Polvo	Manati	Frade			
Receita bruta	723.118	131.260	2.170.825	345.137	1.048.019	4.418.359	565.676	76.567	1.019.549	256.005	1.917.797
Deduções	-	(22.356)	-	-	-	(22.356)	-	(13.612)	-	-	(13.612)
<b>Receita líquida</b>	<b>723.118</b>	<b>108.904</b>	<b>2.170.825</b>	<b>345.137</b>	<b>1.048.019</b>	<b>4.396.003</b>	<b>565.676</b>	<b>62.955</b>	<b>1.019.549</b>	<b>256.005</b>	<b>1.904.185</b>

25. Custos dos Produtos e Serviços Vendidos:		Consolidado	
	2021	2020	
FPSO/Plataforma	(13.217)	(28.742)	
Logística	(78.989)	(63.225)	
Consumíveis	(181.724)	(115.056)	
Operação e Manutenção	(212.505)	(108.078)	
Pessoal	(130.552)	(69.815)	
SMS	(9.140)	(7.344)	
Compra de óleo para revenda	(120.370)	(72.165)	
Outros Custos	(55.655)	(48.581)	
Royalties e participação especial	(321.092)	(152.555)	
Amortização CPC 06 (R2)	(144.047)	(137.774)	
Depreciação e Amortização	(616.067)	(483.591)	
<b>Total das operações continuadas</b>	<b>(1.883.358)</b>	<b>(1.286.926)</b>	

Estoque de petróleo (quantidade não auditada pelos auditores independentes)

31/12/2021		31/12/2020	
Polvo	Barris (mil)	Polvo	Barris (mil)
61.655	361	138.437	874
47.970	239	35.878	256
79.852	687	11.845	79
<b>Total</b>	<b>189.477</b>	<b>1.287</b>	<b>1.209</b>

26. Outras receitas e despesas

Aumento/Redução da provisão de abandono (alteração de taxa/curva)		- 153.195		609.445	
Reversão (Provisão) para Impairment	-	-	-	-	2
Reversão (Provisão) para Contingências Trabalhistas	-	-	(9.760)	17.034	-
Reversão (Provisão) para Contingências Fiscais	-	-	4.144	152	-
Reversão (Provisão) para Contingências Cíveis	-	(500)	(52.741)	(30.807)	-
Resultado das operações com ativo imobilizado	-	-	-	(42.321)	-
Crédito Impostos (PIS e COFINS/INSS/ICMS)	-	-	6.235	36.563	-
Receita de aluguel do FPSO OSX-3	-	-	-	126.959	-
Despesa de depreciação do FPSO OSX-3	-	-	-	(28.918)	-
Indenizações trabalhistas anos anteriores	(247)	(1.501)	(3.184)	(17.437)	-
Descomissionamento - Tubarão Azul	-	-	(17.288)	-	-
Indirect Overhead - Frade	-	-	-	3.166	-
Patrocínios	-	-	(4.350)	-	-
Baixa no estoque por devolução do FPSO	-	-	(27.864)	-	-
Treback - Desmobilização BW	-				



CNPJ nº 10.629.105/0001-68

como intermediário nas transações de venda do petróleo. No exercício findo em 31 de dezembro de 2021 as vendas líquidas de petróleo foram descentralizadas, com vendas para os clientes Petrochina, Leeuwin, Shell, Trafigura, BP e Total, e as vendas de gás para um único cliente (Petrobras), no entanto apresentam risco de crédito irrelevante, considerando que historicamente não possuem atrasos nem inadimplências. **Risco de liquidez:** A gestão prudente do risco implica manter caixa compatível com as necessidades de desembolso para cobrir as obrigações, em consonância com o plano de negócios da Companhia. **Consolidado.**

Exercício findo em 31 de dezembro de 2021	até 12 meses	1 a 5 anos	Total
<b>Passivo</b>			
Empréstimos e financiamentos	(553)	(3.307.368)	(3.307.921)
Fornecedores	(292.239)	(400)	(292.639)
Obrigações trabalhistas	(131.475)	-	(131.475)
Tributos e contribuições sociais	(183.678)	-	(183.678)
Provisão para Abandono	-	(692.289)	(692.289)
Provisão para contingências	-	(27.284)	(27.284)
Encargos Contratuais (Leasing IFRS 16)	(137.784)	(455.553)	(593.337)
Outras obrigações	(376.684)	(362)	(377.046)
	<b>(1.122.413)</b>	<b>(4.483.256)</b>	<b>(5.605.669)</b>

Exercício findo em 31 de dezembro de 2020	até 12 meses	1 a 5 anos	Total
<b>Passivo</b>			
Empréstimos e financiamentos	(1.519.966)	(389.753)	(1.909.719)
Fornecedores	(236.889)	(13.640)	(250.529)
Obrigações trabalhistas	(54.857)	-	(54.857)
Tributos e contribuições sociais	(87.741)	-	(87.741)
Provisão para Abandono	-	(638.504)	(638.504)
Provisão para contingências	-	(75.809)	(75.809)
Encargos Contratuais (Leasing IFRS 16)	(223.579)	(402.521)	(626.100)
Outras obrigações	-	(960)	(960)
	<b>(2.123.032)</b>	<b>(1.521.187)</b>	<b>(3.644.219)</b>

31/12/2021				31/12/2020			
Controladora		Consolidado		Controladora		Consolidado	
Valor contábil	Valor Justo	Valor contábil	Valor Justo	Valor contábil	Valor Justo	Valor contábil	Valor Justo

<b>Ativos financeiros</b>							
<b>Custo amortizado:</b>							
Contas a receber (i)	-	-	915.033	915.033	-	-	386.165
Partes relacionadas	56.941	56.941	-	-	8.627	8.627	-
<b>Valor justo por meio do resultado</b>							
Caixa e equivalentes de caixa (ii)	23.581	23.581	970.681	970.681	27.480	27.480	809.273
Títulos e Valores Mobiliários (ii)	350	350	3.680.185	3.680.185	-	-	22.793

<b>Passivos financeiros</b>							
<b>Custo amortizado:</b>							
Fornecedores (i)	220	220	292.639	292.639	3.940	3.940	250.529
Empréstimos e Financiamentos	-	-	3.307.921	3.307.921	-	-	1.909.719
Encargos Contratuais (Leasing IFRS 16)	-	-	593.337	593.337	-	-	626.100
Contas a pagar aquisição de Wahoo	-	-	376.684	376.684	-	-	-

Os valores de mercado ("valor justo") estimados pela Administração foram determinados pelo Nível 1 para os instrumentos financeiros abaixo, e não houve transferências entre níveis de mensuração na hierarquia do valor justo no exercício findo para 31 de dezembro de 2021. (i) Os valores relacionados aos saldos de contas a receber e fornecedores não possuem diferenças significativas ao seu valor justo devido ao giro de recebimento/pagamento destes saldos ser em média de 60 dias. (ii) As mensurações de valor justo são obtidas por meio de variáveis observáveis diretamente (preços, por exemplo) ou indiretamente (derivados dos preços). **31. Seguros (Não auditado pelos auditores independentes):** A Companhia adota a política de contratação de seguros para os bens sujeitos a riscos. A Companhia possui coberturas contra as principais exposições, tais como o P&I para o FPSO de Frade, *Energy Package*, que engloba: Danos Físicos aos ativos *offshore*, Despesas Extras do Operador (OEE - Controle de Poço, Despesa Extra/Reperação, Infiltração, Poluição, Limpeza e Contaminação) e Responsabilidade Civil *Offshore*, além da cobertura de Transporte para os equipamentos/suprimentos referentes às operações dos campos de Polvo e Frade e o seguro de D&O para seus administradores. Os seguros vigentes em 31 de dezembro de 2021 cobrem a Importância Segurada de R\$ 29.223.745. A seguir, demonstramos os principais ativos e interesses cobertos e seus respectivos limites de indenização:

Seguros/Modalidade	Importância Segurada
Danos Físicos (Óleo em estoque)	996.688
Plataforma Fixa	1.015.651
Plataforma Offshore	124.445
FPSO Frade	4.134.592
Equipamento <i>Subsea</i>	5.288.726
Propriedades <i>offshore</i> (dutos)	162.951
Propriedades <i>onshore</i> (dutos)	65.292
Estação <i>Onshore</i> de Tratamento	97.101
OEE Produção (Controle de poço)	1.339.320
Responsabilidade Civil Operações <i>Offshore</i> + Excesso	4.296.985
Transporte (Polvo)	5.000
D&O	40.000
P&I	7.533.675
Responsabilidade Civil Geral	5.000
Patrimonial	13.200
Garantia Judicial	230.571
Seguro de Vida	4.649
Seguro Garantia PEM - ANP	73.844
Seguro Viagem <i>Travel Guard</i>	1.535
Casco e Máquina FPSO Bravo	3.794.740
<b>Total Segurado</b>	<b>29.223.745</b>

**32. Contingências:** A Administração da Companhia e de suas controladas substanciais na opinião de seus consultores legais quanto à possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas registradas no balanço em 31 de dezembro de 2021 e 2020 nos montantes de R\$ 27.284,00 e R\$ 75.809, respectivamente, são suficientes para cobrir perdas consideradas prováveis e razoavelmente estimáveis. Provisões registradas: A Companhia possui atualmente demandas judiciais que apresentam risco provável, que são basicamente reclamações trabalhistas que somam o montante de R\$ 15.282, reclamações fiscais no valor de R\$ 365 e reclamações cíveis no valor de R\$ 11.637 (em 31 de dezembro de 2020 R\$ 6.284, R\$ 4.461 e R\$ 55.282).

**RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS**

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da **Petro Rio S.A.**, Rio de Janeiro - RJ. **Opinião:** Examinamos as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Petro Rio S.A. (Companhia), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2021 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Companhia em 31 de dezembro de 2021, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB). **Base para opinião:** Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião. **Principais assuntos de auditoria:** Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos. Para cada assunto abaixo, a descrição de como nossa auditoria tratou o assunto, incluindo quaisquer comentários sobre os resultados de nossos procedimentos, é apresentado no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto. Nós cumprimos as responsabilidades descritas na seção intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas", incluindo aquelas em relação a esses principais assuntos de auditoria. Dessa forma, nossa auditoria incluiu a condução de procedimentos planejados para responder a nossa avaliação de riscos de distorções significativas nas demonstrações contábeis. Os resultados de nossos procedimentos, incluindo aqueles executados para tratar os assuntos abaixo, fornecem a base para nossa opinião de auditoria sobre as demonstrações contábeis da Companhia. **Perda por redução ao valor recuperável dos ativos (Impairment):** Conforme divulgado nas notas explicativas 11 e 12 as demonstrações contábeis consolidadas, em 31 de dezembro de 2021, a Companhia possui ativo imobilizado e intangível nos montantes de R\$ 3.549.045 mil e R\$ 1.742.326 mil, respectivamente. Em 31 de dezembro de 2021, de acordo com o CPC 01 (R1) - Redução ao Valor Recuperável de Ativos (IAS 36 - Impairment of Assets), a Companhia avaliou a existência de indicadores de redução ao valor recuperável ("impairment") das suas unidades geradoras de caixa ("UGCs") e realizou o cálculo do valor recuperável, avaliando sobre a necessidade de registro de impairment. Para o cálculo do valor recuperável dos ativos, a Companhia utilizou-se do método de caixa descontado que incorpora julgamentos significativos em relação a fatores associados ao nível de produção futura, preço das commodities, custo de produção e premissas econômicas como taxas de desconto e taxas de câmbio entre a Companhia opera. Devido à relevância dos saldos do ativo imobilizado e do ativo intangível e a complexidade na determinação das premissas usadas nos fluxos de caixa futuros esperados em cada UGC, consideramos esse como um principal assunto de auditoria. Como nossa auditoria conduziu esse assunto: Nossos procedimentos incluíram, entre outros, (i) avaliação das premissas da Companhia para determinar o valor recuperável dos seus ativos, incluindo aqueles relacionados a produção, custo de produção, preço das commodities, investimentos de capital, taxas de desconto e taxas de câmbio; (ii) avaliação dos critérios de definição e identificação das UGCs; (iii) a utilização de especialistas em modelos de valorização para nos ajudar a avaliar e testar as premissas utilizadas para determinar as taxas de desconto utilizadas pela diretoria da Companhia; e (iv) a realização de cálculo independente sensibilizando as principais premissas utilizadas. Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre o cálculo do valor recuperável dos ativos, que está consistente com a avaliação da diretoria, consideramos que os critérios e premissas de valor recuperável dos ativos adotados pela diretoria, assim como as respectivas divulgações nas notas explicativas 11 e 12, são aceitáveis, no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto. **Recuperabilidade do imposto de renda e contribuição social diferidos:** Conforme divulgado na nota explicativa 18 as demonstrações contábeis consolidadas, em 31 de dezembro de 2021, a Companhia possui contabilizado imposto de renda e contribuição social diferidos no montante de R\$ 378.679 mil, constituído por diferenças temporárias e sobre prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social. De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia deve anualmente avaliar a projeção de lucros tributáveis futuros para fins de avaliação da recuperabilidade do imposto de renda e contribuição social diferidos. Esse teste anual foi avaliado como um dos principais assuntos de auditoria, considerando a magnitude dos valores envolvidos e o fato do processo de avaliação da recuperabilidade do imposto de renda e contribuição social diferidos ser complexo e envolver um alto grau de subjetividade nas projeções de lucros tributáveis futuros, bem como ser baseado em diversas premissas, regularmente subjetivas, que serão afetadas pelas condições de mercado ou cenários econômicos futuros do Brasil, os quais não podem ser estimados com precisão.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2021	até 12 meses	1 a 5 anos	Total
<b>Passivo</b>			
Fornecedores e outros	(220)	-	(220)
Obrigações trabalhistas	(27.321)	-	(27.321)
Tributos e contribuições sociais	(829)	-	(829)
Provisão para contingências	-	(500)	(500)
	<b>(28.370)</b>	<b>(500)</b>	<b>(28.870)</b>

Exercício findo em 31 de dezembro de 2020	até 12 meses	1 a 5 anos	Total
<b>Passivo</b>			
Fornecedores e outros	(3.940)	-	(3.940)
Obrigações trabalhistas	(1.304)	-	(1.304)
Tributos e contribuições sociais	(5.484)	-	(5.484)
Provisão para contingências	-	(500)	(500)
	<b>(10.728)</b>	<b>(500)</b>	<b>(11.228)</b>

**Valor justo dos ativos e passivos financeiros:** O conceito de "valor justo" prevê a avaliação de ativos e passivos com base nos preços de mercado, quando se tratar de ativos com liquidez, ou em metodologias matemáticas de precificação, no caso contrário. O nível de hierarquia do valor justo fornece prioridade para preços cotados não ajustados em mercado ativo. Estes instrumentos financeiros estão agrupados em níveis de 1 a 3, com base no grau em que o seu valor justo é cotado: a) Nível 1: a mensuração do valor justo utiliza preços cotados (não corrigidos) nos mercados ativos, com base em ativos e passivos idênticos. b) Nível 2: a mensuração do valor justo é derivada de outros insumos cotados incluídos no Nível 1, que são cotados através de um ativo ou passivo, quer diretamente (ou seja, como os preços) ou indiretamente (ou seja, derivada de preços). c) Nível 3: a mensuração do valor justo é derivada de técnicas de avaliação que incluem um ativo ou passivo que não possui mercado ativo.

que tem sentença favorável à PetroRio O&G. Segundo as práticas contábeis adotadas no Brasil e as IFRS a Administração não constitui provisão para contingências para as causas possíveis e remotas de perda. **33. Evento subsequente: 33.1. Aumento de Capital:** Em 03 de janeiro de 2021 foi homologado pelo Conselho de Administração o Aumento de Capital da Companhia, decorrente da emissão de ações pelo exercício de opções de ações outorgadas aos colaboradores, no valor de R\$ 16.596, com a emissão de 4.315.540 novas ações ordinárias.

**DECLARAÇÃO DA DIRETORIA**

Em observância às disposições constantes em instruções emitidas pela CVM, a Diretoria declara que discutiu, reviu e concordou com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes e com as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, autorizando sua divulgação. Rio de Janeiro, 14 de fevereiro de 2022.

**MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

Com base nos exames efetuados, constatando-se que os documentos societários refletem adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a situação patrimonial e financeira da PetroRio, e à vista do parecer dos auditores independentes, apresentado sem ressalvas, o Conselho de Administração aprova as Demonstrações Financeiras a serem submetidas à discussão e votação na Assembleia Geral Ordinária dos acionistas da Petro Rio S.A. Rio de Janeiro, 14 de fevereiro de 2022.

**PARECER DO CONSELHO DE FISCAL**

O Conselho Fiscal da Petro Rio S.A., no uso de suas atribuições legais e estatutárias, dando cumprimento ao que dispõe o artigo 163, da Lei das S.A., examinou o relatório da administração, as demonstrações financeiras e a proposta de destinação do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2021. Com base nos documentos examinados, nos esclarecimentos prestados por representante da administração da Companhia e no parecer, sem ressalvas, emitido pela Ernst & Young Auditores Independentes S.S., opinam, por unanimidade, que os mencionados documentos refletem adequadamente a situação patrimonial, a posição financeira e as atividades da Companhia no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e estão em condições de serem submetidos à apreciação da Assembleia Geral de Acionistas, recomendando sua aprovação. Rio de Janeiro, 14 de fevereiro de 2022.

**PARECER DO COMITÊ DE AUDITORIA**

Em reunião realizada no dia 10 de fevereiro de 2022, os membros do Comitê de Auditoria Estatutário da Petro Rio S.A. ("PetroRio" ou "Companhia"), no exercício de suas atribuições e responsabilidades, procederam ao exame e análise das Demonstrações Financeiras consolidadas, incluindo notas explicativas, a versão final do Relatório da Administração da Companhia, bem como a proposta de destinação do respectivo resultado, todos com relação ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2021 e, considerando as informações prestadas pelo representante da administração da PetroRio, opinam, por unanimidade e sem ressalvas, favoravelmente a tais documentos, atestando que os mesmos se encontram de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis à sua elaboração, de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários. Rio de Janeiro, 10 de fevereiro de 2022.

**RELATÓRIO RESUMIDO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO**

O presente relatório tem como objetivo divulgar, de forma resumida, as atividades desempenhadas pelo Comitê de Auditoria Estatutário no último ano, contemplando as reuniões realizadas e os principais assuntos discutidos, com destaque para as recomendações feitas pelo Comitê de Auditoria Estatutário ao Conselho de Administração, em cumprimento ao disposto no artigo 22, §1º do Regulamento do Novo Mercado e no artigo 28 do Regulamento do Comitê de Auditoria Estatutário. Em conformidade com o artigo 37 do Estatuto Social da Petro Rio S.A. ("PetroRio") e com o artigo 22 do Regulamento do Novo Mercado, o Conselho de Administração, em 26 de fevereiro de 2021, aprovou a criação do Comitê de Auditoria Estatutário, na qualidade de órgão de assessoramento. O Comitê de Auditoria é composto por, no mínimo, 3 (três) membros titulares, sendo pelo menos 1 (um) membro do Conselho de Administração e a maioria composta por membros independentes, em cumprimento ao Regulamento do Novo Mercado. O mandato dos membros do Comitê de Auditoria é de 2 (dois) anos, sendo permitida a reeleição. O Comitê de Auditoria da PetroRio é composto atualmente por 3 (três) membros, sendo 2 (dois) membros independentes do Conselho de Administração, eleitos em 26 de fevereiro de 2021: (i) Felipe Villela Dias | Coordenador do Comitê de Auditoria; (ii) Felipe Bueno da Silva | Membro Titular do Comitê de Auditoria; e (iii) Anderson dos Santos Amorim | Membro Titular do Comitê de Auditoria. No período entre 26 de fevereiro de 2021 e 10 de fevereiro de 2022, o Comitê de Auditoria reuniu-se formalmente nos dias 29 de abril, 21 de julho e 25 de outubro de 2021 e no dia 10 de fevereiro de 2022. Os principais temas discutidos pelo Comitê de Auditoria no exercício de 2021 foram: (i) a apreciação das informações trimestrais e demonstrações financeiras da Companhia, referentes ao exercício social de 2021; (ii) a migração do sistema integrado de gestão empresarial adotado pela PetroRio; (iii) a avaliação de alteração da moeda funcional da PetroRio; e (iv) a avaliação da Política de Remuneração dos Administradores e da Política de Gerenciamento de Riscos. Em todas as reuniões realizadas, o Comitê de Auditoria procedeu ao exame e análise das informações contábeis individuais e consolidadas da Companhia relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e respectivos trimestres e opinaram favoravelmente a tais documentos, atestando que eles se encontram de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis à sua elaboração, de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

**COMPOSIÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

Nelson de Queiroz Sequeiros Tanure - **Presidente**  
Emiliano Fernandes Lourenço Gomes, Felipe Bueno da Silva, Felipe Villela Dias, Gustavo Rocha Gattass, Marcia Raquel Cordeiro de Azevedo, Roberto Bernardes Monteiro, Compositão do Conselho Fiscal

**COMPOSIÇÃO DO CONSELHO FISCAL**

**Titulares:** Elias de Matos Brito, Gilberto Braga, Marco Antônio Peixoto Simões Vellozo. **Suplentes:** Ronaldo dos Santos Machado, Cicero Ivan do Vale, Anderson Mascouto Peixoto.

**COMPOSIÇÃO DA DIRETORIA EXECUTIVA**

Roberto Bernardes Monteiro - **Diretor Presidente e de Relações com Investidores**, Milton Salgado Rangel Neto - **Diretor Financeiro**, Francisco Francimar Fernandes - **Diretor de Operações**.  
**Contador** - Rafael Gonçalves Sierra - CRC / RJ 095205/O-5

Como nossa auditoria conduziu esse assunto: Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) a utilização de especialistas tributários para nos ajudar a avaliar e testar o saldo constituído pela Companhia, bem como o modelo utilizado para mensurar o valor recuperável do imposto de renda e contribuição social diferidos e as premissas, projeções e metodologia utilizadas; (ii) a validação das informações utilizadas nos cálculos; (iii) a realização de uma revisão retrospectiva de projeções anteriores para identificar eventual inconsistência no desenvolvimento de estimativas no futuro; (iv) a realização de cálculo independente sensibilizando as principais premissas utilizadas; e (v) a revisão da adequação das divulgações efetuadas pela Companhia sobre as premissas utilizadas nos cálculos de recuperabilidade, principalmente aquelas que tiveram efeito mais significativo na determinação do valor recuperável do imposto de renda e contribuição social diferidos. Como resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre o teste do saldo de imposto de renda e contribuição social diferidos constituídos pela Companhia, identificamos ajuste de auditoria indicando a necessidade de complemento de imposto de renda e contribuição social diferidos ativos, sendo este ajuste registrado pela diretoria mesmo considerando sua imaterialidade sobre as demonstrações contábeis tomadas em conjunto. Baseado no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre os saldos de imposto de renda e contribuição social diferidos constituídos pela Companhia, assim como a sua recuperabilidade, que estão consistentes com a avaliação da diretoria, consideramos que os critérios relacionados à sua constituição e as premissas de valor recuperável adotados pela diretoria, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa 18, são aceitáveis, no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto. **Estimativa de provisões para abandono de instalações:** Conforme divulgado na nota explicativa 19 as demonstrações contábeis consolidadas, em 31 de dezembro de 2021, a Companhia possui contabilizado provisão para o abandono de instalações (ARO) no montante de R\$ 692.289 mil. Devido à natureza das suas operações, a Companhia incorrerá em obrigações para restaurar e reabilitar o meio ambiente quando do encerramento da produção de petróleo e gás em cada área correspondente. A reabilitação de áreas e do meio ambiente é requerida tanto pela legislação em vigor quanto pelas políticas da Companhia. Estimar os custos associados a estas atividades futuras exige considerável julgamento em relação a fatores como o período de utilização de determinada área, o tempo necessário para reabilitá-la e determinadas premissas econômicas como taxa de desconto, taxas de conversão de moeda estrangeira e os valores originais que são cotados por fornecedores específicos. Devido à relevância da provisão para abandono de áreas e o nível de incerteza para a determinação da sua estimativa que pode impactar o valor dessa provisão nas demonstrações contábeis consolidadas e o valor do investimento registrado pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis individuais da controladora, consideramos esse tema um assunto significativo para a auditoria. Como nossa auditoria conduziu esse assunto: Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, (i) avaliação dos procedimentos relacionados à determinação das estimativas do valor da provisão para restaurar e reabilitar ativos de produção de petróleo; (ii) análise da previsão da época do abandono a partir das projeções de produção e estimativa da data limite da economicidade do ativo; (iii) com auxílio de nossos especialistas de modelos financeiros, analisamos as premissas utilizadas, incluindo o custo base das áreas a serem abandonadas, taxas de inflação, de desconto e de risco; (iv) análise da movimentação da provisão no exercício relativa às áreas abandonadas, restauradas/reabilitadas e a obrigação ambiental pertinente, visando avaliar os principais inputs, como os custos, a inflação e as taxas de desconto, assim como o plano de abandono; (v) conferência aritmética dos resultados das estimativas, confrontando-os com as informações contábeis e relatórios gerenciais; e (vi) avaliação da adequação da divulgação da provisão das obrigações para restaurar e reabilitar o meio ambiente quando do abandono de áreas. Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados consideramos que os critérios e premissas, que estão consistentes com a avaliação da diretoria, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa 19, são aceitáveis, no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto. **Outros assuntos: Demonstrações do valor adicionado:** As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021, elaboradas sob a responsabilidade da diretoria da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações contábeis da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações contábeis e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico NBC TG 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações contábeis individuais e consolidadas tomadas em conjunto. **Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis individuais e consolidadas e o relatório do auditor:** A diretoria da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da administração. Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis individuais e consolidadas não abrange o Relatório da administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório. Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito. **Responsabilidades da**

**diretoria e da governança pelas demonstrações contábeis individuais e consolidadas:** A diretoria é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro. Na elaboração das demonstrações contábeis individuais e consolidadas, a diretoria é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis, a não ser que a diretoria pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações. Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis. **Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas:** Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detecta as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis. Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso: • Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtivemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais. • Obtivemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas. • Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela diretoria. • Concluímos sobre a adequação do uso, pela diretoria, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluímos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional. • Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada. • Obtivemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações contábeis individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria. Comunicamos-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que eventualmente tenham sido identificadas durante nossos trabalhos. Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas. Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público. Rio de Janeiro, 14 de fevereiro de 2022. ERNST & YOUNG Auditores Independentes S.S. CRC-25P015199/O-6 Pia Leocádia de Avellar Peralta Contadora CRC-1RJ101080/O-0