

PETRO RIO JAGUAR PETRÓLEO S.A.

CNPJ nº 02.031.413/0001-69

Relatório da Administração

O ano de 2022 foi marcado por conquistas importantes tanto no âmbito operacional quanto no âmbito de negócios. Agradecemos aos nossos colaboradores por toda a dedicação, que em mais um ano demonstraram excelência para atingir o sucesso nos ambiciosos projetos realizados em 2022. O ano passado também foi um ano caracterizado por uma reestruturação global no mercado de petróleo, do ponto de vista logístico e geopolítico. Vimos forte volatilidade no preço do petróleo, que chegou a variar 68% entre o ponto mínimo e o máximo do ano, e um grande deslocamento nos descontos praticados nas vendas de petróleo. No cenário econômico mundial, vivenciamos um aumento global da inflação, que desencadeou em maiores taxas de juros, impactando o mercado de renda variável e captação de capital. A primeira fase do Plano de Revitalização de Frade, que nos trouxe resultados muito positivos, representou mais um marco operacional para a Companhia, com a primeira perfuração em águas profundas. Em abril, o primeiro poço perfurado, o ODP4, entrou em produção com 15 mil barris por dia, e foi executado com custo e tempo abaixo das nossas estimativas iniciais. Em seguida, executamos mais um poço produtor que entrou em produção com 3,5 mil barris por dia e outros dois poços injetores de água, também com custo e tempo de execução abaixo das estimativas originais. Com o sucesso e o baixo custo e tempo de execução da primeira fase e já em posse dos equipamentos necessários, adiantamos a segunda fase, com mais dois poços produtores e um poço injetor, todos a serem entregues no primeiro trimestre de 2023. Após a finalização da segunda fase e com os dados coletados durante a execução, estamos estudando uma terceira fase no campo. No âmbito dos novos negócios, concluímos a aquisição de Albacora Leste no primeiro trimestre de 2023, agregando uma produção de cerca de 30 mil barris de óleo por dia e mais de 240 milhões de barris de reserva provada, levando a Companhia a um novo patamar. A Companhia assumiu a operação do ativo após um minucioso programa de transição, garantindo a transferência de informações e conhecimento. Ao longo de 2022, mais de 100 colaboradores embarcaram, conhecendo a rotina operacional e de segurança da unidade. Hoje, a Companhia está pronta para implementar seu modelo de gestão, sua cultura e os mais altos padrões de segurança no ativo, com capacidade técnica e operacional para assumir o campo, respaldando a regulamentação vigente e boas práticas da indústria. Ao todo, a Companhia aumentou sua produção (considerando já a participação em Albacora Leste) em mais de 2 vezes entre os primeiros meses de 2022 e os primeiros meses de 2023, fruto do trabalho duro e persistência dos nossos colaboradores, que sempre zelam por atingir estes marcos com os mais altos padrões de segurança. Para financiar todas estas iniciativas, além da forte geração de caixa da Companhia, contamos com uma emissão de aproximadamente US\$ 400 milhões em debêntures locais, em condições melhores do que eram encontradas no mercado internacional na época. Realizamos um swap de moeda para transformar a dívida, que era em reais, para dólares, eliminando o risco cambial e adequando essa dívida às nossas receitas, custos e demais dívidas, todos dolarizados. Assim, alongamos o perfil de dívida da Companhia a custos competitivos, uma meta que continua para o futuro. A nossa essência é traduzida pela busca incansável da eficiência e da segurança, e isso é refletido em nosso modelo de negócios, que busca a extensão da vida útil de campos maduros. Transformamos campos que seriam abandonados e deixariam de contribuir com a sociedade em campos que, através de estudos e investimentos, podem produzir por muito mais tempo, gerando mais empregos, impostos, tecnologia e desenvolvimento para a economia. Somente em 2022, investimos cerca de US\$ 250 milhões nos nossos campos, divididos entre o Plano de Revitalização de Frade e início do CAPEX do Wahoo. Agradecemos aos nossos colaboradores, investidores, órgãos reguladores e à sociedade por nos apoiarem em nosso caminho até aqui, mas sabemos que ainda há muito trabalho pela frente. Com uma carteira robusta de projetos em nossas mãos, é preciso manter a disciplina operacional e financeira para transformar nossos sonhos em realidade. Para agregar ainda mais valor em 2023, pretendemos continuar desafiando convenções e experimentando novas abordagens, mantendo sempre a seriedade. Com essa mentalidade e o apoio de todos os envolvidos, estamos confiantes de que 2023 será promissor e repleto de possibilidades." **Desempenho Operacional:** Dentre os principais destaques operacionais do ano, estão: (i) a produção, que atingiu média de 22,7 kbpd ao longo do ano e 32,3 kbpd durante o quarto trimestre, 114,6% e 47,7% maiores em comparação ao ano anterior, respectivamente; e (ii) o *lifting cost*, que, mais uma vez, alcançou o menor patamar já registrado, apresentando uma redução de 18% na comparação com o ano anterior. No trimestre, a Companhia realizou a venda de 1,5 milhões de barris, sendo dois em Frade, totalizando vendas de 6,9 milhões de barris no ano, com preço médio bruto de venda de US\$ 101,85, 37% acima do registrado em 2021, devido principalmente à alta da cotação do *Brent* e os custos reduzidos de comercialização no primeiro semestre do ano. O volume produzido em Frade aumentou em 115% na comparação com o 4T21 e 48% na comparação com o ano anterior. O aumento é explicado, em sua maior parte, pelo início de produção do poço ODP4, fruto

do Plano de Revitalização de Frade, que entrou em produção em julho e praticamente dobrou a produção do campo. **Lifting Cost PRIO - (em US\$/bbl):** O *lifting cost* do 4T22, o menor já registrado pela Companhia, representa uma queda de aproximadamente 27% quando comparado ao mesmo trimestre do ano anterior e 9% abaixo do 3T22. O resultado positivo se deve, principalmente, a ser o primeiro trimestre completo que conta com a produção do poço ODP4, principal poço perfurado na primeira fase do Plano de Revitalização de Frade, que adicionou 15 kbpd à produção do campo, dobrando a produção do campo sem acrescentar custos adicionais no OPEX do ativo. O Plano de Revitalização de Frade representa mais um marco operacional para a Companhia, que concluiu com sucesso sua primeira perfuração em águas profundas. **Comercialização:** No último trimestre do ano, a Companhia viu um crescimento expressivo no valor do desconto aplicado nas vendas de óleo (custos de comercialização), composto por dois fatores: (i) a qualidade do óleo em relação a densidade e nível de enxofre, e (ii) custo do frete para a entrega da carga ao comprador. Tendo em vista o expressivo crescimento do custo de frete marítimo gerado principalmente pelo redesenho dos fluxos de comercialização do óleo russo, a Companhia decidiu vender um volume significativamente inferior à sua produção do trimestre. Por isso, a quantidade de barris vendidos no ano, apesar de ser 25% maior que o ano anterior, não reflete todo o potencial de vendas do ano. Para comportar grande parte do óleo produzido em dezembro, a Companhia contratou capacidade externa de estoque para 1 milhão de barris em US Virgin Islands, que serão comercializados ainda no primeiro trimestre de 2023, com condições de desconto melhores do que as apresentadas em dezembro, mas ainda consideradas fora do padrão pela Companhia. **Campo de Frade:** A produção média do campo no trimestre foi de 32,2 kbpd, um aumento de 15% em relação ao trimestre anterior, em função do início de produção dos poços ODP4 e MUP3A, que por sua vez, apresentou uma falha prematura de completação, reduzindo um pouco os níveis normais de eficiência operacional média do campo. O poço ODP4, implementado em julho, tem produção de aproximadamente 15.000 barris de óleo por dia, bastante superior às previsões iniciais. Tendo em vista o sucesso da primeira fase do Plano de Revitalização de Frade tanto pela ótica da produção como pela ótica da otimização de custos, a PRIO decidiu antecipar a segunda fase do plano e iniciou, durante o quarto trimestre, a perfuração de mais 2 poços produtores com expectativa de conclusão ainda no primeiro trimestre e em seguida mais 1 poço injetor. Além disso, após a finalização da segunda fase e com os dados coletados durante a execução, a PRIO estuda uma terceira fase do Plano de Revitalização do campo de Frade. O Plano de Revitalização do Campo de Frade busca aumentar o fator de recuperação do ativo e atende às condições da ANP para a extensão da concessão até 2041, com divulgação na aprovação do Plano de Desenvolvimento do Campo pela ANP. **Campo de Wahoo:** Em 17 de junho e 8 de julho de 2021, a Companhia anunciou a conclusão das aquisições de participações de 35,7% e 28,6% no Campo de Wahoo, respectivamente. Com as transações, a Companhia 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 126 milhões de barris 1P (100% do campo), de acordo com o Relatório de Certificação de Reservas da DeGolyer & MacNaughton ("D&M"). A Companhia estimou uma produtividade média inicial de aproximadamente 10.000 barris por dia por poço e uma produção total que alcançará os 40.000 barris por dia, de acordo com os resultados do teste de formação realizado em poço exploratório. O projeto base de Wahoo contempla a perfuração de quatro poços produtores e dois poços injetores, assim como a conexão desses poços ao *tieback* de 35km entre o campo e o FPSO Valente. O CAPEX estimado inicialmente do projeto como um todo é dividido em US\$ 300 milhões para o *tieback*, US\$ 310 milhões para a perfuração e completação dos poços, US\$ 150 milhões para equipamentos *subsea* e US\$ 40 milhões para adequações do FPSO Valente para o recebimento da produção do novo campo. No dia 22 de dezembro de 2021, a Companhia 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. Atualmente, a Companhia está focada em finalizar a aquisição de equipamentos necessários ao projeto, reforçar o diligenciamento dos processos de fabricação, importação e entrega, aprofundar as revisões técnicas das análises de escoamento e especificações do *tieback*, bem como em congelar as premissas do projeto para os escopos de poços, *topsides* e *subsea*, de modo a cumprir o cronograma do primeiro óleo de Wahoo no primeiro semestre de 2024. Por fim, os próximos passos do desenvolvimento de Wahoo são: 1) aprovação do licenciamento ambiental para perfuração e produção do Campo de Wahoo; 2) Início da campanha de perfuração; 3) Início das atividades de preparação para lançamento e construção

submarina; 4) Construção submarina de interligação entre o Campo de Wahoo e o FPSO Valente; 5) 1º Óleo de Wahoo. **Campo de Albacora Leste:** Em 28 de abril de 2022, a Companhia assinou Contrato de Compra e Venda com a Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras") para a aquisição de participação de 90% e operação do Campo de Albacora Leste. Em 26 de janeiro de 2023, após cumprimento das condições precedentes, a Companhia assumiu a operação do ativo, após um minucioso programa de transição realizado por uma equipe multidisciplinar formada por profissionais da operadora anterior e colaboradores da Companhia. Desde a assinatura da transação, 16 grupos de trabalho viabilizaram a transferência de informações e conhecimento. Nesse período, mais de 100 colaboradores embarcaram, conhecendo a rotina operacional e de segurança da unidade. A parcela fixa da transação foi de US\$ 1.951 milhões, sendo US\$ 293 milhões pagos na assinatura do contrato, em 28 de abril de 2022, e o remanescente pago na data do closing, corrigido pelos devidos ajustes de preço. Adicionalmente, poderá ser feito um pagamento adicional (*earnout*) de até US\$ 250 milhões, a depender das cotações futuras do petróleo tipo *brent*, conforme descrito no Fato Relevante de 28 de abril de 2022. Albacora Leste fica localizado em lâmina d'água de 1.200 metros, no norte da Bacia de Campos, a 23 km do campo de Frade. Descoberto em 1986, o campo teve seu *first oil* em 1998 e atualmente conta com uma produção de aproximadamente 32 kbbld (média dos últimos 30 dias), sendo 27,2 kbbld líquidos para a PRIO, de API 19° e com baixo teor de enxofre, através de seus 10 poços produtores e 6 poços injetores em operação atualmente. De acordo com a Certificação de Reservas, solicitada pela Companhia e elaborada pela DeGolyer & MacNaughton ("D&M"), preparada com a data base de 01 de janeiro de 2022 e que leva em consideração a expectativa de conclusão da aquisição em outubro de 2022, o campo possuía uma reserva economicamente recuperável 1P de aproximadamente 280 milhões de barris, sendo, líquido para a Companhia, uma reserva superior a 240 milhões de barris, com previsão de abandono posterior a 2050. As estimativas consideram uma cotação de longo prazo de US\$ 60 por barril de petróleo. **Desempenho Financeiro:** A Companhia 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 dólares. **Resultados do Período (em US\$ MM):** No ano, o principal fator que impactou o desempenho financeiro da Companhia foi o aumento da receita, reflexo do aumento na produção e nas vendas, e da alta do preço do *Brent*, que cresceu 37% na comparação das médias anuais. Assim, a Companhia registrou no ano uma receita líquida de US\$ 676 milhões, representando um aumento de 69 refletindo o crescimento de preço e *offtakes*. No trimestre, a Companhia registrou receita 24% menor que no 4T21, devido ao impacto da menor quantidade de barris vendidos no 4T22 e da queda de 9% no preço do *brent* em comparação com o trimestre anterior. A quantidade de barris vendidos foi afetada por um aumento no custo de frete marítimo gerado principalmente pela imposição do "price cap" sobre o óleo russo. Por isso, em dezembro, a Companhia decidiu vender um volume significativamente inferior à sua produção e contratou capacidade externa de estoque para 1 milhão de barris em US Virgin Islands, que foram vendidos no primeiro trimestre de 2023. Analisando a receita trimestral, o campo de Frade foi responsável por 66% da receita total. Na receita anual, o campo de Frade contribuiu em 54%. **Receita por Ativo:** Os Custos dos Produtos Vendidos ("CPV") somaram US\$ 33 milhões no ano, em linha com o registrado no ano anterior mesmo com um volume maior de vendas no ano, demonstrando uma redução no custo unitário de produção. No trimestre, o CPV ficou 55% menor que no 4T21, devido ao menor volume de barris vendidos. A Companhia reconheceu no ano um Resultado Operacional (ex-IFRS 16) de US\$ 561 milhões, 78% superior ao registrado no ano anterior, em função das maiores receitas, devido ao aumento do preço do petróleo e incremento na produção e nas vendas. Na comparação trimestral, o resultado 20% inferior reflete a redução da receita do trimestre, impactada pela menor quantidade de *offtakes*. **Divida e Financiamentos:** A Companhia vem, consistentemente, monitorando sua liquidez e seu grau de alavancagem. No ano de 2022, a Companhia emitiu uma debênture no valor de R\$ 2 bilhões (US\$ 370 milhões) com *duration* média ponderada de 5,5 anos e custo médio dolarizado de 6,8%, além de oito novas dívidas de capital de giro, no valor total de US\$ 478 milhões. O objetivo de captar a debênture e dívidas de capital de giro é de chegar a uma posição de maior liquidez, frente aos investimentos necessários para o Plano de Redesenolvimento de Frade, o desenvolvimento de Wahoo, à aquisição de Albacora Leste e de potenciais novos ativos. A Companhia continua buscando reforçar a posição de caixa e robustez de sua estrutura de capital. As dívidas emitidas ao longo de 2022 ajudaram a aumentar a *duration* média da dívida, enquanto mantêm o custo médio da dívida em patamares adequados para os futuros projetos da Companhia. Essa estratégia de planejamento financeiro deixa a Companhia mais preparada para o crescimento inorgânico, um importante pilar de crescimento. Assim, a Companhia continua reforçando a posição de caixa para seus investimentos futuros.

Balanco Patrimonial 31 de dezembro de 2022 e 2021 (Em milhares de reais – R\$)				Demonstrações dos resultados Exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e 2021 (Em milhares de reais – R\$)				Demonstrações dos resultados abrangentes Exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e 2021 (Em milhares de reais – R\$)			
				Nota 31/12/2022 31/12/2021				Nota 31/12/2022 31/12/2021			
<b>Ativo</b>				<b>Receita líquida</b>				<b>Resultados do exercício</b>			
<b>Circulante</b>				<b>Custos dos produtos/serviços</b>				<b>Marcação a mercado dos swaps das debêntures locais</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	3	3.995.290	36.374	24	2.810.668	1.603.560	25	(1.044.000)	(915.468)	1.646.457	412.733
Títulos e Valores mobiliários	4	-	499.277	25	(1.044.000)	(915.468)	26	1.766.668	688.092	(89.954)	-
Contas a receber	5	2.251	17	<b>Resultado bruto</b>				<b>Ajuste de conversão de investimento no exterior,</b>			
Estoque de Óleo	25	41.590	112.825	<b>Receitas (despesas) operacionais</b>				<b>líquidos dos impostos</b>			
Estoque de consumíveis	6	2.030	2.172	<b>Despesas de geologia e geofísica</b>				<b>Outros resultados abrangentes do exercício,</b>			
Tributos a recuperar	7	31.295	15.058	<b>Despesas com pessoal</b>				<b>líquidos de impostos</b>			
Adiantamentos a fornecedores	8	89.379	8.723	<b>Despesas gerais e administrativas</b>				<b>Total de resultados abrangentes do exercício, líquidos</b>			
Adiantamentos a parceiros	20	2.083	-	<b>Despesas com serviços de terceiros</b>				<b>de impostos</b>			
Despesas antecipadas		5.784	297	<b>Impostos e taxas</b>				<b>As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.</b>			
Outros créditos		32	31	<b>Despesa de depreciação e amortização</b>							
		4.169.734	674.774	<b>Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas</b>							
<b>Não circulante</b>				<b>Resultado operacional antes do resultado financeiro</b>				<b>Demonstrações dos fluxos de caixa</b>			
Adiantamentos a fornecedores	8	242	2.056	<b>Receitas financeiras</b>				<b>Exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e 2021 (Em milhares de reais – R\$)</b>			
Depósitos e cauções	7	17.349	12	<b>Despesas financeiras</b>				<b>31/12/2022 31/12/2021</b>			
Tributos a recuperar	18	377.107	237.472	<b>Variações cambiais, líquidas</b>				<b>Fluxos de caixa das atividades operacionais</b>			
Partes relacionadas	23	433.569	283.134	<b>Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social</b>				<b>Resultado do exercício (antes de impostos)</b>			
Direito de Uso (Leasing CPC 06.R2 IFRS 16)	17	785.063	113.311	<b>Imposto de renda e contribuição social corrente</b>				<b>Depreciação e amortização</b>			
Imobilizado	9	3.100.918	1.999.125	<b>Imposto de renda e contribuição social diferido</b>				<b>Receita financeira</b>			
Intangível	10	2.621.224	1.402.296	<b>Lucro do exercício</b>				<b>Despesa financeira</b>			
		7.337.528	4.037.406	<b>As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.</b>				<b>Provisão para contingências/perdas/P&amp;D</b>			
<b>Total do ativo</b>		<b>11.507.262</b>	<b>4.712.180</b>					<b>Ativo de longo prazo</b>			
<b>Passivo e patrimônio líquido</b>				<b>Receitas</b>				<b>Exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e 2021 (Em milhares de reais – R\$)</b>			
<b>Circulante</b>				<b>Vendas de petróleo e gás</b>				<b>31/12/2022 31/12/2021</b>			
Fornecedores	11	180.191	15.388	<b>Insumos adquiridos de terceiros</b>				<b>Fluxos de caixa das atividades operacionais</b>			
Obrigações trabalhistas	12	4.416	3.621	<b>Serviços de terceiros e outros</b>				<b>Resultado do exercício (antes de impostos)</b>			
Tributos e contribuições sociais	13	80.210	59.358	<b>Despesas com geologia e geofísica</b>				<b>Depreciação e amortização</b>			
Empréstimos e financiamentos	15	393.274	-	<b>Custos dos serviços</b>				<b>Receita financeira</b>			
Debêntures locais (inclui swaps de conversão)	16	40.514	-	<b>Valor adicionado bruto</b>				<b>Despesa financeira</b>			
Adiantamentos de parceiros	20	-	16.908	<b>Depreciação e amortização</b>				<b>Provisão para contingências/perdas/P&amp;D</b>			
Encargos Contratuais (Leasing IFRS 16)	17	17.951	38.424	<b>Valor adicionado líquido produzido pela entidade</b>				<b>Ativo de longo prazo</b>			
Contas a pagar aquisição de Wahoo	14	-	376.684	<b>Valor adicionado líquido recebido em transferência</b>				<b>Ativo de longo prazo</b>			
Dividendos a pagar	22	2	-	<b>Receita financeira</b>				<b>Ativo de longo prazo</b>			
		716.558	510.383	<b>Impostos diferidos</b>				<b>Outras receitas</b>			
<b>Não circulante</b>				<b>Valor adicionado total a distribuir</b>				<b>Outras obrigações</b>			
Empréstimos e financiamentos	15	2.144.521	-	<b>Distribuição do valor adicionado</b>				<b>Caixa líquido (aplicado nas) gerado das atividades operacionais</b>			
Marcação a mercado dos swaps das debêntures	16	89.310	-	<b>Pessoal</b>				<b>Fluxos de caixa das atividades de investimento</b>			
Debêntures locais (inclui swaps de conversão)	16	1.950.208	-	<b>Remuneração Direta</b>				<b>(Aplicação) Resgate de Títulos e Valores Mobiliários</b>			
Provisão para abandono de instalações	19	128.780	419.599	<b>Benefícios</b>				<b>(Compra) venda de ativo imobilizado</b>			
Partes relacionadas	23	612.603	128.398	<b>FGTS</b>				<b>(Compra) venda de ativo intangível</b>			
Encargos Contratuais (Leasing IFRS 16)	17	957.692	158.512	<b>Impostos, taxas e contribuições</b>				<b>(Aquisição) de ativos de óleo e gás</b>			
Outras obrigações		214	960	<b>Federais</b>				<b>Caixa líquido (aplicado nas) gerado das atividades de investimento</b>			
		5.888.192	713.420	<b>Estaduais</b>				<b>Fluxos de caixa das atividades de financiamento</b>			
<b>Patrimônio líquido</b>				<b>Municipais</b>				<b>Captações de empréstimos</b>			
Capital social realizado	22	4.972.166	4.893.430	<b>Remuneração de capitais de terceiros</b>				<b>Pagamento de principal sobre empréstimos</b>			
Adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC)		-	78.736	<b>Despesa financeira</b>				<b>Juros pagos sobre empréstimos</b>			
Reservas de lucros		61.546	-	<b>Aluguéis</b>				<b>Encargos contratuais Leasing IFRS 16 - Principal</b>			
Dividendo adicional proposto		99.360	-	<b>Outras (royalties, outras despesas)</b>				<b>Encargos contratuais Leasing IFRS 16 - Juros</b>			
Ajuste acumulado de conversão		(142.366)	-	<b>Remuneração de capitais próprios</b>				<b>Captação de Debêntures</b>			
Ajuste de avaliação patrimonial	16	(88.194)	1.760	<b>Lucro do exercício</b>				<b>(Redução) Integralização de capital</b>			
Prejuízos acumulados		-	(1.485.549)	<b>As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.</b>				<b>Adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC)</b>			
		4.902.512	3.488.377					<b>Caixa líquido (aplicado nas) gerado das atividades de investimento</b>			
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>		<b>11.507.262</b>	<b>4.712.180</b>					<b>Ajuste de conversão</b>			
<b>As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.</b>								<b>Aumento (redução) líquido no caixa e equivalentes de caixa</b>			
<b>Demonstrações das mutações do patrimônio líquido - Exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e 2021 (Em milhares de reais – R\$)</b>								<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício</b>			
				<b>Dividendo adicional futuro aumento</b>				<b>Caixa e equivalente de caixa no final do exercício</b>			
				<b>de capital</b>				<b>Aumento (redução) líquido no caixa e equivalentes de caixa</b>			
				<b>de conversão</b>				<b>As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.</b>			
				<b>acumulado</b>							
				<b>patrimonial</b>							
				<b>acumulados</b>							
				<b>Total</b>							
<b>Saldos em 1º de janeiro de 2021</b>				<b>1.760 (1.898.282) 447.661</b>				<b>3.958.916 (158.631)</b>			
<b>Integralização de capital</b>				<b>- - - 2.549.247</b>				<b>36.374 195.005</b>			
<b>Adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC)</b>				<b>- - 78.736 - - 78.736</b>				<b>3.995.290 36.374</b>			
<b>Lucro líquido do exercício</b>				<b>- - - 412.733 412.733</b>				<b>(158.631)</b>			
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2021</b>				<b>4.893.430 - 78.736 - 1.760 (1.485.549) 3.488.377</b>							
<b>Saldos em 1º de janeiro de 2022</b>				<b>4.893.430 - 78.736 - 1.760 (1.485.549) 3.488.377</b>							
<b>Integralização de capital</b>				<b>- - (78.736) - - -</b>							
<b>Gastos com emissão de ações</b>				<b>- - - - -</b>							
<b>Ajuste acumulado de conversão</b>				<b>- - - (142.366) - - -</b>							
<b>Ganho (perda) em instrumentos financeiros</b>				<b>- - - (89.954) - - -</b>							
<b>Lucro líquido do exercício</b>				<b>- - - 1.646.457 1.646.457</b>							
<b>Reserva legal</b>				<b>- - 8.045 - - -</b>							
<b>Reserva de investimentos</b>				<b>- - 53.501 - - -</b>							
<b>Dividendo mínimo obrigatório e complementar</b>				<b>- - - 99.360 - - -</b>							
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2022</b>				<b>4.972.166 61.546 99.360 - (142.366) (88.194) - 4.902.512</b>							
<b>As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.</b>											

**Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2022 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

**1. Contexto operacional:** A Petro Rio Jaguar Petróleo S.A. ("Jaguar" ou "Companhia") é uma empresa com sede na cidade do Rio de Janeiro e tem como objeto social a exploração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos e outras atividades ligadas ou conexas a estas. Em 25 de março de 2019, a Companhia concluiu a aquisição de 51,74% de participação da Empresa no Campo de Frade, após cumpridas as condições precedentes e aprovações necessárias. Adicionalmente, em 28 de novembro de 2019, a Companhia assinou contrato de compra e venda com a Petrobras para a aquisição dos 30% restantes de participação no Campo de Frade, passando ao total de 81,74%. A conclusão desta transação ocorreu em 05 de fevereiro de 2021, conforme Nota explicativa 10c. Além de Jaguar, o consórcio é formado pela Prio Bravo Ltda. (18,26%). A produção do campo é de óleo pesado e gás natural associado. 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 2022 aproximadamente 22,3 mil barris de petróleo por dia (16,3 mil barris de petróleo por dia em 2021). A Companhia possui também 50% de participação no Bloco Exploratório CEM-175 (Consórcio Ceará) e após a avaliação, o consórcio concluiu que a área não era economicamente viável e decidiu por sua devolução junto à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Com isso, em julho de 2022 a Companhia pagou o valor de multa para a não realização do programa exploratório mínimo, no montante de R\$ 53.827, e registrou a perda do bônus de assinatura na linha do intangível, no montante de R\$ 31.358. **Campo de Wahoo e Campo de Itaipu:** 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 Companhia 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. Posteriormente, em 26 de setembro de 2022, a Companhia assinou também com a Total E&P do Brasil Ltda. a aquisição dos 40% restantes do campo de Itaipu, ainda pendente de aprovação da ANP. Somada à parcela de Wahoo adquirida da BP, a participação da Companhia 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

PETRO RIO JAGUAR PETRÓLEO S.A.

CNPJ nº 02.031.413/0001-69

valores adicionados estão sendo apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS. A Administração da Companhia autorizou a emissão das demonstrações financeiras em 16 de março de 2023. A Administração considerou as orientações emanadas da Orientação OCP 07, emitida pelo CPC em novembro de 2014, na preparação das suas demonstrações financeiras de forma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia. 2.2. **Base de elaboração:** As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico, com exceção dos mensurados pelo valor justo, quando indicados. 2.3. **Moeda funcional e moeda de apresentação:** Moeda de apresentação: Em atendimento à legislação brasileira, as demonstrações são apresentadas em reais, convertidas a partir das informações preparadas na moeda funcional da Companhia, que em 1º de janeiro de 2022 foi alterada para o dólar norte-americano, conforme destacado: • Os ativos e passivos são convertidos para reais pela taxa de câmbio da data do balanço (taxa de fechamento); • Demonstrações do resultado, resultado abrangente, fluxo de caixa e valor adicionado são convertidas pela taxa de câmbio da data das operações (taxa diária); e • Patrimônio líquido é convertido pela taxa histórica. As diferenças cambiais resultantes da referida conversão são contabilizadas separadamente no patrimônio líquido, na demonstração do resultado abrangente, na linha de "Ajustes acumulados de conversão". Moeda Funcional: A Administração da Companhia monitora periodicamente os indicadores primários e secundários que definem a moeda funcional a ser utilizada. Com o aumento gradativo de representatividade das operações em dólar, considerando a aquisição de novos campos, investimentos em novos poços que aumentam o faturamento, a tomada de dívidas em dólar, além de outros fatores analisados, a avaliação indicou que o dólar norte-americano é a moeda mais significativa nas transações, eventos e condições subjacentes e com isso, a Companhia alterou sua moeda funcional a partir de 01 de janeiro de 2022, data em que o dólar foi definido como moeda funcional da Companhia. A taxa de conversão foi de R\$ 5,5805, e a conversão foi efetuada de maneira prospectiva, conforme item 35 do CPC 02 (R2) - Efeitos das mudanças nas taxas de câmbio e conversão de demonstrações contábeis, não havendo assim necessidade de abertura de valores históricos anteriores aos da data da definição da moeda funcional. Os montantes resultantes da conversão, no caso dos itens não monetários, foram tratados como se fossem seus custos históricos. Transações envolvendo ativos e passivos monetários, em moedas distintas da funcional, são convertidas para moeda funcional pela taxa de câmbio vigente na data de liquidação ou pela taxa vigente ao final do período de apresentação. A variação cambial incorrida entre a data de registro inicial da transação e a data de liquidação ou apresentação das demonstrações financeiras é registrada no resultado do exercício. As demonstrações financeiras na moeda funcional dólar, apresentadas como informação suplementar, bem como as informações convertidas para a moeda de apresentação, que é o real, estão demonstradas a seguir:

Balço Patrimonial		31/12/2022	
Ativo		US\$	R\$
Caixa e equivalentes de caixa		765.719	3.995.290
Contas a receber		431	2.251
Estoque de Óleo		7.971	41.590
Estoque de consumíveis		389	2.030
Tributos a recuperar		5.724	31.295
Adiantamentos a fornecedores		17.130	89.379
Adiantamentos a parceiros		399	2.083
Despesas antecipadas		1.108	5.784
Outros créditos		5	32
<b>Ativo circulante</b>		<b>798.876</b>	<b>4.169.734</b>
Adiantamentos a fornecedores		46	242
Depósitos e cauções		394	2.056
Tributos a recuperar		3.325	17.349
Tributos diferidos		72.275	377.107
Partes relacionadas		83.096	433.589
Direito de Uso (Leasing CPC 06.R2 IFRS 16)		150.462	785.063
Imobilizado		594.308	3.100.918
Intangível		502.372	2.621.224
<b>Ativo não circulante</b>		<b>1.406.278</b>	<b>7.337.528</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>2.205.154</b>	<b>11.507.262</b>
Balço Patrimonial		31/12/2022	
Passivo e patrimônio líquido		US\$	R\$
Fornecedores		34.535	180.191
Obrigações trabalhistas		846	4.416
Tributos e contribuições sociais		15.099	80.210
Debêntures locais (inclui swaps de conversão)		7.765	40.514
Empréstimos e financiamentos		75.373	393.274
Encargos Contratuais (Leasing IFRS 16)		3.440	17.951
Dividendos a pagar		-	2
<b>Passivo circulante</b>		<b>137.058</b>	<b>716.558</b>
Empréstimos e financiamentos		411.009	2.144.521
Marcação a mercado dos swaps das debêntures		17.117	89.310
Debêntures locais (inclui swaps de conversão)		373.768	1.950.208
Provisão para abandono de instalações		24.681	128.780
Provisão para contingências		932	4.884
Partes relacionadas		117.409	612.603
Encargos Contratuais (Leasing IFRS 16)		183.547	957.692
Outras obrigações		41	214
<b>Passivo não circulante</b>		<b>1.128.504</b>	<b>5.888.192</b>
Capital social realizado		890.989	4.972.166
Reservas de lucros		46.361	61.546
Dividendo adicional proposto		19.043	99.360
Ajuste acumulado de conversão		-	(142.366)
Ajuste de avaliação patrimonial		(16.801)	(88.194)
<b>Patrimônio líquido</b>		<b>939.592</b>	<b>4.902.514</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>		<b>2.205.154</b>	<b>11.507.262</b>
Demonstração do Fluxo de Caixa		31/12/2022	
		US\$	R\$

Fluxos de caixa das atividades operacionais		31/12/2022	
Lucro do exercício (antes de impostos)		US\$	R\$
Depreciação e amortização		346.583	1.723.532
Receita financeira		82.910	521.703
Despesa financeira		(33.877)	(155.468)
Provisão para contingências/perdas/P&D		44.971	222.487
Alteração da provisão do abandono/Contratos de IFRS 16		(222)	(1.088)
		(3.351)	(1.513)
<b>(Aumento) redução nos ativos</b>		<b>437.014</b>	<b>2.309.653</b>
Contas a receber		(376)	(1.959)
Tributos a recuperar		298	(4.731)
Despesas antecipadas		(1.398)	(7.402)
Adiantamento a fornecedores		(15.613)	1.350
Estoque de óleo		12.247	9.856
Partes relacionadas		(30.593)	(134.568)
Adiantamento a parceiros em operações de E&P		(3.846)	(20.904)
Depósito e cauções		-	95
Outros créditos		-	3
<b>Aumento (redução) nos passivos</b>		<b>47.578</b>	<b>238.211</b>
Fornecedores		151	621
Obrigações trabalhistas		(41.726)	(217.716)
Tributos e contribuições sociais		84.985	439.827
Partes relacionadas		-	(349)
Contingências		199	1.353
Outras obrigações		-	-
<b>Caixa líquido (aplicado nas) gerado das atividades operacionais</b>		<b>488.920</b>	<b>2.613.340</b>
(Aplicação) Resgate de Títulos e Valores Mobiliários (Compra) venda de ativo imobilizado		89.468	536.685
(Aquisição) de ativos de óleo e gás		(297.040)	(1.530.573)
<b>Caixa líquido (aplicado nas) gerado das atividades de investimento</b>		<b>(567.722)</b>	<b>(2.824.047)</b>
Captações de empréstimos		478.000	2.347.901
Juros pagos sobre empréstimos		(7.312)	(38.389)
Encargos contratuais Leasing IFRS 16 - Principal		(6.854)	(35.066)
Encargos contratuais Leasing IFRS 16 - Juros		(5.341)	(27.503)
Captação de Debêntures		379.510	1.966.190
<b>Caixa líquido (aplicado nas) gerado das atividades de financiamento</b>		<b>838.003</b>	<b>4.213.133</b>
Ajuste de conversão		-	(43.510)
<b>Aumento (redução) líquido no caixa e equivalentes de caixa</b>		<b>759.201</b>	<b>3.958.916</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício</b>		<b>6.518</b>	<b>36.374</b>
<b>Caixa e equivalente de caixa no final do exercício</b>		<b>765.719</b>	<b>3.995.290</b>
<b>Aumento (redução) líquido no caixa e equivalentes de caixa</b>		<b>759.201</b>	<b>3.958.916</b>
Demonstração do Resultado		31/12/2022	
		US\$	R\$
<b>Receita líquida</b>		<b>541.408</b>	<b>2.810.668</b>
Custos dos produtos/serviços		(195.774)	(1.044.000)
<b>Resultado bruto</b>		<b>345.634</b>	<b>1.766.668</b>
Despesas de geologia e geofísica		(2.469)	(12.647)
Despesas com pessoal		(6.609)	(34.492)
Despesas gerais e administrativas		(10.066)	(52.506)
Despesas com serviços de terceiros		(2.559)	(12.090)
Impostos e taxas		(465)	(2.489)
Despesa de depreciação e amortização		2.704	(1.045)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas		25.491	123.227
<b>Resultado operacional antes do resultado financeiro</b>		<b>351.661</b>	<b>1.774.626</b>
Receitas financeiras		24.817	124.770
Despesas financeiras		(38.556)	(200.309)
Variações cambiais, líquidas		8.661	24.445
<b>Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social</b>		<b>346.583</b>	<b>1.723.532</b>
Imposto de renda e contribuição social corrente		(41.737)	(216.710)
Imposto de renda e contribuição social diferido		26.762	139.635
<b>Lucro do exercício</b>		<b>331.608</b>	<b>1.646.457</b>

2.4. **Caixa e equivalentes de caixa:** São mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e não para investimento ou outros fins. Compõem-se do saldo de caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata e risco insignificante de mudança de valor. 2.5. **Gastos exploratórios, de desenvolvimento e de produção de petróleo e gás:** Para os gastos com exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás, a Companhia, para fins das práticas contábeis adotadas no Brasil, utiliza critérios contábeis alinhados com as normas internacionais IFRS 6 - "Exploration for and evaluation of mineral resources". Imobilizado: É registrado ao custo de aquisição ou construção, ajustado, quando aplicável, ao seu valor de recuperação, sendo representado, sobretudo, por ativos associados às fases de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural, como, por exemplo, gastos com perfuração e completação, plataforma fixa e equipamentos de E&P. Inclui, ainda, máquinas e equipamentos e outros ativos tangíveis utilizados para fins administrativos, como móveis, equipamentos telefônicos e equipamentos de informática. O ganho e a perda oriundos da baixa ou alienação de um ativo imobilizado são determinados pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício. Direitos de concessão exploratória e bônus de assinatura: são registrados como ativo intangível. A Companhia apresenta substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e o bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e são amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas

provas totais quando entram na fase de produção. **Esforços bem-sucedidos:** Os gastos com exploração e desenvolvimento da produção de petróleo são registrados de acordo com o método dos esforços bem-sucedidos (*successful efforts*). Este método determina que os custos de desenvolvimento de todos os poços de produção e dos poços exploratórios bem-sucedidos, vinculados às reservas economicamente viáveis, sejam capitalizados, enquanto os custos de geologia & geofísica e de sísmica devem ser considerados despesas do exercício. Adicionalmente, os poços exploratórios secos e os gastos vinculados a áreas não-comerciais devem ser registrados no resultado quando são identificados como tal. **Gastos com abandono:** Os gastos com abandono das áreas de desenvolvimento e produção de petróleo registrados como ativo intangível em contrapartida de uma provisão no passivo. **Depreciação:** Os gastos de exploração e desenvolvimento da produção, bem como os FPSOs e equipamentos submarinos, são depreciados, a partir da declaração de comercialidade e início da produção, pelo método de unidades produzidas (UOP - *Units of Production*). Nesse método a taxa de depreciação mensal é obtida dividindo-se a produção 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 9, que levam em consideração o tempo de vida útil estimado dos bens com seus respectivos valores residuais. 2.6. **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 ultrapasse 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. 2.7. **Estogues:** 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. 2.8. **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). 2.9. **Auração 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. 2.10. **Instrumentos financeiros:** Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando a Companhia 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. 2.11. **Ativos financeiros:** Os ativos financeiros da Companhia 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: • 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. 2.12. **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. 2.13. **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 29) e para proteção a exposição cambial e de taxa no contrato de debêntures não conversíveis (Nota Explicativa 16). 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, exceto quando são designados como hedge, onde a contabilização de ganhos e perdas é feito no patrimônio líquido, até sua liquidação, quando são transferidas para o resultado. A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos especulativos. 2.14. **Demonstração 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. 2.15. **Demonstrações do valor adicionado ("DVA"):** As demonstrações do valor adicionado foram preparadas e estão apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 09. 2.16. **Uso de estimativas e julgamentos:** A preparação das demonstrações financeiras 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 revistas 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 - Imobilizado, principalmente as informações que se referem a baixas, amortizações e valor recuperável dos ativos de óleo e gás. • Nota Explicativa 10 - Intangível, principalmente as informações que se referem a baixas, amortização e valor recuperável dos ativos de

9. **Imobilizado:** a) Composição do saldo:

	Taxa de Depreciação %	Custo	Depreciação	Ajuste de conversão	Saldo em 31/12/2022	Saldo em 31/12/2021
<b>Em operação</b>						
Máquinas e equipamentos	10	8.006	(8.006)	-	-	924
Móveis e utensílios	10	161	(153)	(1)	7	11
Equipamentos de comunicação	20	8	(8)	-	-	-
Equipamentos de informática	20	903	(377)	(16)	510	290
Benefitorias em imóveis de terceiros	4	1.925.104	(627.837)	(84.338)	1.212.929	1.568.255
Manutenção de Poços	3	904.110	(120.643)	(5.262)	778.205	109.027
<b>Em andamento</b>						
Gastos Desenvolvimento		567.014	-	16.573	583.587	52.488
Imobilizado em andamento *		35	-	-	35	-
Sonda West Capricorn**		225.747	-	(7.417)	218.330	-
Material para revitalização/reentradas poços - Frade ***		319.045	-	(11.730)	307.315	268.130
<b>Total</b>		<b>3.950.133</b>	<b>(757.024)</b>	<b>(92.191)</b>	<b>3.100.918</b>	<b>1.999.125</b>

\* Imobilizado em andamento refere-se basicamente a gastos com a instalações administrativas; \*\* A conclusão da aquisição ocorreu no dia 22 de julho de 2022; \*\*\* Materiais adquiridos em função do Plano de Revitalização do Campo de Frade.

b) **Movimentação do saldo:**

	Saldo em 01/01/2022	Adições	Baixas	Depreciação	Transferências	Ajuste de conversão	Saldo em 31/12/2022
<b>Em operação</b>							
Máquinas e equipamentos	924	-	-	(924)	-	-	-
Móveis e utensílios	11	-	-	(3)	-	(1)	7
Equipamentos de comunicação	-	-	-	-	-	-	-
Equipamentos de informática	290	355	-	(118)	-	(17)	510
FPSO Frade	1.568.255	-	-	(270.988)	-	(84.338)	1.212.929
Gastos Desenvolvimento	109.027	-	-	(64.828)	739.269	(5.263)	778.205
<b>Em andamento</b>							
Gastos Desenvolvimento	52.488	1.208.285	-	-	(694.034)	16.848	583.587
Imobilizado em andamento	-	35	-	-	-	-	35
Sonda West Capricorn	-	225.747	-	-	(7.417)	218.330	-
Material para revitalização/reentradas poços - Frade	268.130	474.732	(378.582)	-	(45.235)	(11.730)	307.315
<b>Total</b>	<b>1.999.125</b>	<b>1.909.154</b>	<b>(378.582)</b>	<b>(336.861)</b>	-	<b>(91.918)</b>	<b>3.100.918</b>

Em 2022 a Companhia iniciou o redesenvolvimento do Campo de Frade, que contempla a perfuração de 7 poços, sendo 4 produtores e 3 injetores de água, dividido em duas fases. A primeira fase foi concluída em outubro de 2022, com a perfuração de dois poços produtores e dois poços injetores, que incrementaram em aproximadamente 18 mil barris por dia a produção do campo. A fase 2, anteriormente prevista para 2023, com a celeridade da execução da fase 1, já foi iniciada, com o início da perfuração de 2 poços produtores, com previsão de conclusão em fevereiro de 2023. O último poço injetor tem previsão de início em janeiro de 2023, com conclusão estimada em dois meses. A Companhia concluiu no dia 22 de julho de 2022 a aquisição da sonda West Capricorn, com a transferência em definitivo do equipamento e o pagamento da parcela restante no montante de US\$ 35 milhões (R\$ 189.231), completando os US\$ 40 milhões (R\$ 216.264), valor total da sonda. Adicionalmente foram pagos US\$ 1.886 mil (R\$ 9.971) para transferência da sonda. A sonda encontra-se em Trinidad e Tobago realizando a sua ativação técnica e, em seguida, será transportada até o Brasil para o início das atividades operacionais.

óleo e gás. • Nota Explicativa 18 - 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 29 - Objetivos e políticas para gestão de risco financeiro. • Nota Explicativa 31 - Contingências. 2.17. **ICPC 22 /**

PETRO RIO JAGUAR PETRÓLEO S.A.

CNPJ nº 02.031.413/0001-69

10. Intangível: a) Composição do saldo:

	Taxa de amortização (%)	PetroRio Jaguar	
		31/12/2022	31/12/2021
Ativos de petróleo e gás			
Custo de Aquisição - Frade	(i)	467.450	632.740
Custo de Aquisição - Wahoo	(ii)	790.795	845.781
Bônus de assinatura - Frade	(i)	36.749	39.304
Bônus de assinatura - Ceará	(ii)	-	31.358
Adiantamento para aquisição de Albacora Leste	**	1.526.960	-
		2.821.954	1.549.183
Amortização Acumulada		(200.730)	(146.887)
Total		2.621.224	1.402.296

b) Movimentação do saldo:

	Saldo em 01/01/2022	Adições	Baixas	Amortização	Ajuste de conversão	Saldo em 31/12/2022
Bônus de assinatura - Frade	685	-	-	(118)	(37)	530
Bônus de assinatura - Wahoo	845.781	-	-	-	(54.986)	790.795
Bônus de assinatura - Ceará	31.358	-	(31.358)	-	-	-
Custo de aquisição Frade 30%	524.472	-	(117.119)	(83.349)	(21.064)	302.940
Adiantamento p/Aquisição Albacora de Leste	-	1.453.475	-	-	73.484	1.526.959
	1.402.296	1.453.475	(148.477)	(83.467)	(2.603)	2.621.224
	Saldo em 01/01/2021	Adições	Baixas	Amortização	Transferência	Saldo em 31/12/2021
Bônus de assinatura - Frade	842	-	-	(157)	-	685
Bônus de assinatura - Wahoo	-	412.954	-	-	432.827	845.781
Bônus de assinatura - Ceará	31.358	-	-	-	-	31.358
Custo de aquisição Frade 30%	-	638.982	(46.307)	(108.268)	40.065	524.472
Adiantamento p/Aquisição Wahoo	64.958	416.066	(8.132)	-	(472.892)	97.158
	97.158	1.468.002	(54.439)	(108.425)	-	1.402.296

c) **Aquisição de ativos:** 1. **Frade 30%:** Em 05 de fevereiro de 2021 a Companhia 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 distintos. Os valores pagos e recebidos, bem como as alocações dos ativos e passivos está distribuída da seguinte forma:

Alocação do Preço	Lux		Total	
	Jaguar	Holding	R\$ mil	US\$ mil
Consideração inicial	107.768	431.072	538.840	100.000
Ajuste de preço	1.332.463	(1.645.994)	(313.531)	(58.186)
<b>Consideração final paga (recebida)</b>	<b>1.440.231</b>	<b>(1.214.922)</b>	<b>225.309</b>	<b>41.814</b>
Concessão (intangível)	472.803	(435.322)	37.481	6.956
FPSO e equipamentos subsea (imobilizado)	692.112	(587.821)	104.991	19.485
Estoque de petróleo (ativo circulante)	141.553	(120.102)	21.451	3.981
Material para revitalização do campo (imobilizado)	89.281	(75.751)	13.530	2.511
Adiantamentos ao consórcio/fornecedores (ativo circulante)	48.576	-	48.576	9.015
Provisão do TAC (passivo não circulante)	(4.794)	-	(4.794)	(890)
Ações da Frade BV (investimento)	-	183	183	34
Adiantamentos ao consórcio (ativo circulante)	-	3.891	3.891	722

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, a área deverá passar por um processo de utilização. 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 orientações, 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

15. Empréstimos e financiamentos:

	31/12/2021	Adições		Pagamentos		Ajuste de Conversão	31/12/2022
		Principal	Juros	Principal	Juros		
Citibank (i)	-	509.030	20.355	-	(12.573)	12.743	529.555
CCB (ii)	-	133.790	4.904	-	-	12.306	151.000
BTG (iii)	-	370.391	13.766	-	(7.535)	(5.148)	371.474
ABC (iv)	-	147.573	4.792	-	-	8.956	161.321
Itaú (v)	-	471.580	17.551	-	(11.553)	50.187	527.765
Safra (vi)	-	164.385	6.004	-	-	18.236	188.625
Santander (vii)	-	469.670	12.836	-	(6.728)	52.097	527.875
Bank of China (viii)	-	81.482	1.916	-	-	(3.218)	80.180
<b>Subtotal</b>	-	<b>2.347.901</b>	<b>82.124</b>	-	<b>(38.389)</b>	<b>146.159</b>	<b>2.537.795</b>
Circulante	-	-	-	-	-	-	393.274
Não Circulante	-	-	-	-	-	-	2.144.521

	31/12/2020	Adições		Pagamentos		Variação Cambial	31/12/2021
		Principal	Juros	Principal	Juros		
Citibank	41.808	176.258	2.606	(206.973)	(2.784)	(10.915)	-
CCB	54.324	150.775	3.831	(202.135)	(5.317)	(1.478)	-
BTG	-	275.575	2.821	(246.385)	(2.654)	(29.357)	-
Santander	65.126	-	555	(66.396)	(4.357)	5.072	-
Trafigura	182.203	-	1.903	(201.747)	(2.299)	19.940	-
Banco do Brasil	44.017	-	826	(41.579)	(956)	(2.308)	-
<b>Subtotal</b>	<b>387.478</b>	<b>602.608</b>	<b>12.542</b>	<b>(965.215)</b>	<b>(18.367)</b>	<b>(19.046)</b>	-

(i) Em março de 2022, a Companhia contratou um Pré-Pagamento de Exportação ("PPE") junto ao Banco Citibank no valor de US\$ 100 milhões, com amortização total no vencimento, taxa de 4,71% a.a. com pagamentos semestrais de juros e vencimento final em 36 meses. Este contrato possui cláusula de *covenants* financeiros atrelados ao índice de alavancagem. O índice é calculado por meio da divisão da dívida líquida do período pelo EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses (EBITDA menos a linha de outras receitas e despesas). O limite máximo do índice é 2,5x, entretanto, eventual descumprimento deste índice resulta em restrição na tomada de novas dívidas. A medição desse índice é realizada trimestralmente, e em 31 de dezembro de 2022 o indicador calculado ficou abaixo do limite estabelecido, atendendo à cláusula do contrato. (ii) Em março de 2022, a Companhia contratou um Adiantamento sobre Contrato de Câmbio ("ACC") junto ao Banco Construction Bank (CCB) no valor de US\$ 28 milhões, com amortização e juros totais no vencimento, taxa de 4,30% a.a. e vencimento em 24 meses. (iii) Em fevereiro de 2022, a Companhia contratou um Adiantamento sobre Contrato de Câmbio ("ACC") com o BTG no valor de US\$ 70 milhões, com amortização total no vencimento, taxa de 4,15% a.a. com pagamentos semestrais de juros e vencimento final em 18 meses. Este contrato possui cláusula de *covenants* financeiros atrelados ao índice de alavancagem. O índice é calculado por meio da divisão da dívida líquida do período pelo EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses (EBITDA menos a linha de outras receitas e despesas). O limite máximo do índice é 2,5x, entretanto, eventual descumprimento deste índice resulta em restrição na tomada de novas dívidas. A medição desse índice é realizada trimestralmente, e em 31 de dezembro de 2022 o indicador calculado ficou abaixo do limite estabelecido, atendendo à cláusula do contrato. (iv) Em abril de 2022, a Companhia contratou dois Adiantamentos sobre Contrato de Câmbio ("ACC") junto ao Banco ABC Brasil (ABC) no valor total de US\$ 30 milhões, com amortização e juros totais no vencimento, taxa de 4,48% a.a. e vencimento em 22 e 23 meses. (v) Em abril de 2022, a Companhia contratou um Pré-Pagamento de Exportação ("PPE") junto ao Banco Itaú no valor de US\$ 100 milhões, com amortização total no vencimento, taxa de 4,65% a.a. com pagamentos semestrais de juros e vencimento final em 24 meses. (vi) Em abril de 2022, a Companhia contratou um Pré-Pagamento de Exportação ("PPE") junto ao Banco Safra no valor de US\$ 35 milhões, com amortização e juros totais no vencimento, taxa de 4,4% a.a. e vencimento final em 24 meses. (vii) Em abril de 2022, a Companhia contratou um Pré-Pagamento de Exportação ("PPE") junto ao Banco Santander no valor de US\$ 100 milhões, com amortização total no vencimento, taxa de 4,9% a.a. com pagamentos trimestrais de juros e vencimento final em 36 meses. Este contrato possui cláusula de *covenants* financeiros atrelados ao índice de alavancagem. O índice é calculado por meio da divisão da dívida líquida do período pelo EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses (EBITDA menos a linha de outras receitas e despesas). O limite máximo do índice é 2,5x, entretanto, eventual descumprimento deste índice

A seguir estão demonstradas as movimentações das debêntures e swaps atrelados, incluindo a marcação à mercado:

	31/12/2021	Adições		Apropriação	Ajuste de Conversão	31/12/2022	Marcação a mercado
		Principal	Juros				
Debêntures	-	2.000.000	75.403	-	-	2.075.403	-
Contratos de Swap - Ativo	-	(2.000.000)	(75.403)	-	-	(2.075.403)	(211.439)
Contratos de Swap - Passivo	-	2.000.000	49.102	-	11.159	2.060.261	300.749
Gastos com captação	-	(72.601)	-	3.062	-	(69.539)	-
<b>Total</b>	-	<b>1.927.399</b>	<b>49.102</b>	<b>3.062</b>	<b>11.159</b>	<b>1.990.722</b>	<b>89.310</b>
Circulante	-	-	-	-	-	40.514	-
Não Circulante	-	-	-	-	-	1.950.208	89.310

As debêntures possuem cláusula de *covenants* financeiros atrelados ao índice de alavancagem. O índice é calculado por meio da divisão da dívida líquida do período pelo EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses (EBITDA menos a linha de outras receitas e despesas). O limite máximo do índice é 2,5x, entretanto, eventual descumprimento deste índice resulta em restrição na tomada de novas dívidas. A medição desse índice é realizada trimestralmente, e em 31 de dezembro de 2022 o indicador calculado ficou abaixo do limite estabelecido, atendendo à cláusula do contrato. Adicionalmente, estes contratos possuem obrigações não financeiras que são acompanhadas trimestralmente e encontram-se plenamente atendidas. 17. **Operações de Arrendamento Mercantil CPC 06 (R2) / IFRS 16:** Os ativos de direito de uso representam os seguintes ativos subjacentes:

Ativos de direito de uso	Custo	Amortização	CTA	Saldo
Embarcações de Apoio	603.137	(56.828)	36.404	582.713
Helicópteros	117.589	(5.361)	10.811	123.039
Edificações/Bases de Apoio	42.497	(7.514)	(19.871)	15.112
Equipamentos	84.344	(12.715)	(7.430)	64.199
<b>Total</b>	<b>847.567</b>	<b>(82.418)</b>	<b>19.914</b>	<b>785.063</b>

\* Realizada provisão para *impairment* do bônus, devido à solicitação de devolução da concessão do bloco exploratório CE-M-175 junto à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A Companhia possui 50% de participação no Bloco, e após a avaliação, o consórcio concluiu que a área não era economicamente viável e decidiu por sua devolução. Com isso, em julho de 2022 a Companhia pagou o valor de multa para a não realização do programa exploratório mínimo, no montante de R\$ 53.827, e registrou a perda do bônus de assinatura na linha do intangível, no montante de R\$ 31.358. Os montantes da multa e perda do bônus anteriormente mencionados já haviam sido provisionados no segundo trimestre de 2022. \*\* Valor referente ao adiantamento para aquisição do bloco junto a Petrobras, conforme nota explicativa 1. (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.

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). 3. **Campo de Albacora Leste:** A Companhia assinou no dia 28 de abril de 2022 contrato de compra e venda com a Petróleo Brasileiro S.A. para a aquisição de participação de 90% e operação do Campo de Albacora Leste, que tem como parceiro detentor dos 10% restantes a Repsol Sinopec Brasil. Conforme informado na Nota Explicativa 32.1, em 26 de janeiro de 2023 foi concluída a aquisição da participação de 90% do Campo de Albacora Leste ("Campo" ou "Albacora Leste") com a Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras"), com o pagamento do saldo da transação. A partir desta data, a Companhia assume a operação do ativo. A parcela fixa da transação foi de US\$ 1.951 milhões (R\$ 10.180 milhões), sendo US\$ 293 milhões (R\$ 1.528) pagos na assinatura do contrato, 28 de abril de 2022, e o remanescente pago em 26 de janeiro de 2023, corrigido pelo devidos ajustes de preço. Adicionalmente, poderá ser feito um pagamento adicional (earnout) de até US\$ 250 milhões, a depender das cotações futuras do petróleo tipo Brent. Albacora Leste fica localizado em lâmina d'água de 1.200 metros, no norte da Bacia de Campos, a 23 km do campo de Frade. Descoberto em 1986, o campo teve seu first oil em 1998 e atualmente conta com uma produção de aproximadamente 32 kbbl/d (média dos últimos 30 dias), sendo 27,2 kbbl/d líquidos para a Companhia, de API 19° e com baixo teor de enxofre, através de seus 10 poços produtores e 6 poços injetores em operação atualmente. De acordo com a Certificação de Reservas, solicitada pela Companhia e elaborada pela DeGolyer & MacNaughton ("D&M"), preparada com a data base de 01 de janeiro de 2022 e que leva em consideração a expectativa de conclusão da aquisição em outubro de 2022, o campo possuía uma reserva economicamente recuperável 1P de aproximadamente 280 milhões de barris, sendo, líquido para a Companhia, uma reserva superior a 240 milhões de barris, com previsão de abandono posterior a 2050. As estimativas consideram uma colação de longo prazo de US\$ 60 por barril de petróleo. 11. **Fornecedores:**

	31/12/2022	31/12/2021
Fornecedores no país	169.545	14.501
Fornecedores no exterior	10.646	887
	180.191	15.388
Total no passivo circulante	180.191	15.388

12. Obrigações trabalhistas:

	31/12/2022	31/12/2021
Salário	3.624	3.621
Provisão de Bônus	-	45
Encargos	233	(150)
Férias/ 13º salário	559	105
	4.416	3.621

13. Tributos e contribuições sociais a pagar:

	31/12/2022	31/12/2021
IRPJ e CSLL a pagar	41.435	43.294
PIS/COFINS/CSLL	3.778	1.405
IRRF sobre serviços	43	(1.701)
ICMS	905	-
INSS	2.932	276
Royalties	30.624	15.601
Outros	493	483
	80.210	59.358

14. **Outras contas a pagar - Aquisição de Wahoo:** Na negociação de aquisição de 35,7% de participação no Campo de Wahoo, com a BP Energy do Brasil Ltda, ficou acordado o pagamento do valor da aquisição em parcelas. Do preço total, que foi de US\$ 100 milhões, US\$ 17,5 milhões foram pagos até a data do *closing*, 01 de julho de 2021. A primeira parcela, no valor de US\$ 15 milhões (R\$ 87.596) foi paga em 23 de dezembro de 2021, a segunda, no valor de US\$ 30 milhões (R\$ 151.833) foi paga em 24 de fevereiro de 2022 e o restante, US\$ 37,5 milhões (R\$ 179.876 mil) foram pagos, sem incidência de juros, em 30 de maio de 2022.

ativos são administrativos, são lançadas diretamente no resultado, ambas calculadas de forma linear, respeitando os períodos de utilização. Variação cambial e atualizações monetárias são lançadas diretamente no resultado financeiro da Companhia. Os efeitos apresentados no exercício foram:

	Ativo	Passivo
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2020</b>	<b>193.615</b>	<b>(280.366)</b>
Adições/reversões	(55.825)	71.548
Atualização cambial	-	(9.409)
Atualização monetária	-	(20.284)
Pagamentos efetuados	-	41.575
Amortização	(24.479)	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2021</b>	<b>113.311</b>	<b>(196.936)</b>
Adições/reversões	689.721	(832.991)
Atualização cambial	-	22.516
Atualização monetária	-	(27.503)
Pagamentos efetuados	-	62.568
Amortização	(37.882)	-
Ajuste de conversão	19.913	(3.297)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2022</b>	<b>785.063</b>	<b>(975.643)</b>
Circulante	-	(17.951)
Não Circulante	785.063	(957.692)

No primeiro trimestre de 2022 houve a substituição de duas embarcações de apoio à operação, por embarcações mais modernas e de maior capacidade, porém com custo maior. Adicionalmente, a nova estimativa das reservas de Frade, mencionada anteriormente, aumentou em R\$ 832.991 o passivo da Companhia, em R\$ 689.721 o ativo e a diferença registrada no resultado, na linha de outras receitas e despesas operacionais.

	Pis/Cofins	
	Valor R\$	Valor R\$
2023	(86.372)	(8.344)
2024	(84.690)	(7.834)
2025	(84.497)	(7.816)
2026	(84.497)	(7.816)
2027	(84.497)	(7.816)
2028	(84.690)	(7.834)
2029	(84.497)	(7.816)
2030	(84.497)	(7.816)
2031	(84.497)	(7.816)
2032	(84.690)	(7.834)
De 2033 a 2041	(1.220.732)	(112.9

PETRO RIO JAGUAR PETRÓLEO S.A.

CNPJ nº 02.031.413/0001-69

**27. Resultado financeiro:**

	31/12/2022	31/12/2021
<b>Receitas financeiras</b>	<b>124.770</b>	<b>2.435</b>
Receita de aplicação financeira realizada	121.159	2.275
Juros sobre contratos de mútuos	-	111
Outras receitas financeiras	3.611	49
<b>Despesas financeiras</b>	<b>(200.309)</b>	<b>(120.058)</b>
Perda em aplicação financeira realizada	(140.801)	(12.520)
Juros sobre empréstimos	(502)	(53.810)
Juros sobre contratos de mútuos	(50.500)	(39.348)
Outras despesas financeiras	(8.506)	(14.380)
<b>Variáveis cambiais, líquidas (*)</b>	<b>24.445</b>	<b>(141.136)</b>
Receita de variação cambial	378.234	477.223
Despesa de variação cambial	(353.789)	(618.359)

(\*) Com a alteração da moeda funcional para o dólar, as receitas e despesas de variação cambial são referentes aos valores registrados em outras moedas, que não o dólar, que sofrem variação com a alteração da taxa, como, principalmente, os saldos de bancos, impostos a recuperar, fornecedores, arrendamentos, obrigações trabalhistas e impostos a pagar.

**28. Imposto de Renda e Contribuição Social:** Os impostos sobre o lucro da Companhia diferem do valor teórico que seria obtido com o uso da alíquota de imposto aplicável, conforme demonstrado abaixo:

	31/12/2022	31/12/2021
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	1.723.532	434.480
Alíquota de acordo com a legislação vigente	34%	34%

**Imposto de renda e contribuição social com base na alíquota vigente**

	<b>586.001</b>	147.723
--	----------------	---------

**Despesas indebitáveis/receita não tributável, líquidas:**

Diferenças Permanentes	(133.960)	8.794
Diferenças Temporárias	(20.032)	5.245
Outras adições (exclusões)	-	(8)
Dedução/Benefícios Fiscais (Utilização de) Prejuízo Fiscal	(6.267)	(2.910)
(447.391)	-	-
Prejuízos fiscais não reconhecidos	-	(137.097)
Diferença de base tributária - Moeda Funcional	98.724	-
<b>Total</b>	<b>77.075</b>	<b>21.747</b>

Imposto de renda e contribuição social

	<b>216.710</b>	125.082
--	----------------	---------

Imposto de renda diferido

	<b>(139.635)</b>	(103.335)
--	------------------	-----------

**Despesa (receita) líquida do imposto de renda e contribuição social no resultado**

	<b>77.075</b>	<b>21.747</b>
--	---------------	---------------

**Alíquota efetiva sobre o lucro antes do imposto**

	<b>4,47%</b>	<b>5,01%</b>
--	--------------	--------------

**29. Objetivos e políticas para gestão de risco financeiro:** Os principais passivos financeiros da Companhia referem-se a contas a pagar a fornecedores de bens e serviços a serem utilizados em suas operações de exploração e produção de hidrocarbonetos, debêntures conversíveis em ações e contratos de garantia financeira. Por outro lado, a Companhia mantém no ativo disponibilidades financeiras, conforme descrito nas Notas Explicativas 3 e 4. A Companhia está exposta a riscos de mercado (taxas de juros e câmbio), de crédito e de liquidez, e tem como estratégia a realização de parte de seus investimentos em ativos de renda fixa e variável, transações envolvendo câmbio, juros, swaps, derivativos, commodities diversas e outros instrumentos financeiros, para fins especulativos, em diversos setores no Brasil e no exterior, a curto, médio e/ou longo prazo, a fim de maximizar a rentabilidade e buscar um maior retorno a seu acionista. Ao adotar essa estratégia, a Companhia está exposta aos riscos inerentes a tais investimentos, e à flutuação nos preços destes ativos, o que pode impactar negativamente o caixa da Companhia. A Administração da Companhia revisa e estabelece políticas para gestão de cada um desses riscos, os quais são resumidos abaixo. **Risco de mercado:** O risco de mercado é a possibilidade de ocorrência de perdas decorrentes do efeito da oscilação dos valores de mercado de instrumentos financeiros e mercadorias (commodities). A companhia realiza acompanhamento constante do mercado e, quando necessário, contrata operações com derivativos para neutralizar os impactos destas oscilações de preço das commodities. **Risco de taxa de juros:** A aplicação de recursos disponíveis é efetuada em títulos emitidos por instituições financeiras de primeira linha, a taxas pós-fixadas, em sua maioria com liquidez diária, respeitando limites de concentração prudenciais. **Risco de câmbio:** A exposição da Companhia ao risco de variações nas taxas de câmbio refere-se, principalmente, às suas atividades operacionais e aos investimentos líquidos em controladas no exterior. A tabela abaixo demonstra a sensibilidade a uma variação que possa ocorrer na taxa de câmbio e seu impacto no resultado e no patrimônio da Companhia, antes da tributação.

Operação	Risco	Cenário Cenário (I) Cenário (II)	
		Provável	25% 50%
Impacto nas aplicações financeiras	Queda do dólar	1.140	(5.014) (0.028)

Para o cálculo dos valores nos cenários acima, considerou-se no cenário provável a projeção de taxa média de câmbio divulgada pela BM&FBOVESPA para doze meses a partir de 31 de dezembro de 2022 (US\$ 1/R\$ 5,5144). No cenário I esta projeção foi majorada em 25% e no cenário II a curva foi majorada em 50%, ambas em relação ao cenário provável. **Risco de crédito:** A Companhia está exposta ao risco de crédito em suas atividades operacionais e depósitos em bancos e/ou instituições financeiras, transações cambiais e outros instrumentos financeiros. Para mitigar tais riscos, a Companhia adota uma administração conservadora ao realizar aplicações, em sua maioria, com liquidez diária e taxas pós-fixadas, em bancos de primeira linha, levando-se em consideração as notações das principais agências de risco e respeitando limites prudenciais de concentração. Com relação ao risco de crédito de suas operações de vendas, a Companhia analisa a situação financeira e patrimonial de seus clientes, em

conjunto com o prestador de serviço de comercialização (trader), que também atua como intermediário nas transações de venda do petróleo. No exercício findo em 31 de dezembro de 2022 as vendas líquidas de petróleo foram descentralizadas, com vendas para os clientes Trafigruga e Petrochina as vendas de gás para um único cliente (Petrobras), no entanto apresentamos 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.

**Exercício findo em 31 de dezembro de 2022**

	até 12 meses	1 a 5 anos	Total
<b>Passivo</b>			
Empréstimos e financiamentos	(393.274)	(2.144.521)	(2.537.795)
Fornecedores	(180.191)	-	(180.191)
Obrigações trabalhistas	(4.416)	-	(4.416)
Tributos e contribuições sociais	(80.210)	-	(80.210)
Marcação a mercado dos swaps das debêntures	-	(89.310)	(89.310)
Debêntures locais (inclui swaps de conversão)	(40.514)	(1.950.208)	(1.990.722)
Provisão para Abandono	-	(128.780)	(128.780)
Provisão para contingências	-	(4.864)	(4.864)
Tributos e contribuições sociais diferidos	-	-	-
Encargos Contratuais (Leasing IFRS 16)	(17.951)	(957.692)	(975.643)
Partes relacionadas	-	(612.603)	(612.603)
Dividendos a pagar	(2)	-	(2)
Outras obrigações	-	(214)	(214)
	<b>(716.558)</b>	<b>(5.888.192)</b>	<b>(6.604.750)</b>

**Exercício findo em 31 de dezembro de 2021**

	até 12 meses	1 a 5 anos	Total
<b>Passivo</b>			
Fornecedores	(15.388)	-	(15.388)
Obrigações trabalhistas	(3.621)	-	(3.621)
Tributos e contribuições sociais	(59.358)	-	(59.358)
Provisão para Abandono	-	(419.599)	(419.599)
Provisão para contingências	-	(5.951)	(5.951)
Partes relacionadas	-	(128.398)	(128.398)
Encargos Contratuais (Leasing IFRS 16)	(38.424)	(158.512)	(196.936)
Adiantamento de parceiros	(16.908)	-	(16.908)
Outras obrigações	(376.684)	(960)	(377.644)
	<b>(510.383)</b>	<b>(713.420)</b>	<b>(1.223.803)</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.

	31/12/2022		31/12/2021	
	Valor contábil	Valor Justo	Valor contábil	Valor Justo
<b>Ativos financeiros</b>				
<b>Custo amortizado:</b>				
Contas a receber (i)	2.251	2.251	17	17
Partes relacionadas	433.569	433.569	283.134	283.134
<b>Valor justo por meio do resultado</b>				
Caixa e equivalentes de caixa (ii)	3.995.290	3.995.290	36.374	36.374
Títulos e Valores Mobiliários (ii)	-	-	499.277	499.277

**Passivos financeiros**

**Custo amortizado:**

Fornecedores (i)	180.191	180.191	15.388	15.388
Empréstimos e Financiamentos	2.537.795	2.537.795	-	-
Debêntures e Swap	1.990.722	2.080.032	-	-
Encargos Contratuais (Leasing IFRS 16)	975.643	975.643	-	-

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 em 31 de dezembro de 2022. (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). **30. Seguros (Não auditado pelos auditores independentes):** A Companhia adota a política de contratação de seguros para os bens sujeitos a riscos. A Companhia possui cobertura contra as principais exposições, tais como o P&I para o FPSO Valente, Energy Package que engloba: Danos Físicos aos ativos offshore, Despesas Extras do Operador (OEE) e Responsabilidade Civil Offshore, além da cobertura de Transporte para os equipamentos/suprimentos referentes às operações do campo de Frade. Os seguros vigentes em 31 de dezembro de 2022 cobrem a Importância Segurada de R\$ 8.296.439. A seguir, demonstramos os principais ativos e interesses cobertos e seus respectivos limites de indenização:

**Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras**

ros 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. *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 não registrado pela diretoria tendo em vista a sua materialidade 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 às demonstrações contábeis, em 31 de dezembro de 2022, a Companhia possui contabilizado provisão para o abandono de instalações (ARO) no montante de R\$ 128.780 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 das áreas e o nível de incerteza para a determinação da sua estimativa que pode impactar o valor dessa provisão nas demonstrações contábeis, 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 do 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 sobre as estimativas de provisões para abandono de instalações, 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:** A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022, elaborada sob a responsabilidade da diretoria da Companhia, e apresentada como informação suplementar para fins de IFRS, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a diretoria das demonstrações contábeis da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada 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, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e é consistente em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto. **Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis 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 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, nossa res-

Seguros/Modalidade	Importância Segurada
Danos Físicos (Óleo em estoque)	313.062
FPSO Frade	3.865.794
Equipamento Subsea	522.451
OEE Produção (Controle de poço)	365.239
OEE Produção ODP-4	1.565.310
Responsabilidade Civil Operações Offshore + Excesso	1.043.540
P&I	521.770
Garantia Judicial	99.273
<b>Total Segurado</b>	<b>8.296.439</b>

**31. Contingências:** A Administração da Companhia consubstanciada 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 2022 e 31 de dezembro de 2021 nos montantes de R\$ 4.864 e R\$ 5.951, respectivamente, são suficientes para cobrir perdas consideradas prováveis e razoavelmente estimáveis. Natureza das contingências registradas: A Companhia possui atualmente demandas judiciais que apresentam risco provável, que são basicamente reclamações trabalhistas que somam o montante de R\$ 4.530 e reclamações cíveis no valor de R\$ 334 (em 31 de dezembro de 2021 R\$ 5.649 e R\$ 303, respectivamente). Demais causas: Segundo os consultores jurídicos da Companhia, o risco de perda das demais causas é "possível" no montante de R\$ 871.520 (R\$ 797.831 em 31 de dezembro de 2021), sendo R\$ 417.287 de causas fiscais, R\$ 447.180 cíveis e R\$ 7.053 trabalhistas (R\$ 396.579, R\$ 379.044 e R\$ 22.208, respectivamente, em 31 de dezembro de 2021). As causas com valores mais relevantes são: Federação dos Pescadores do Rio de Janeiro ("FEFERJ"), (i) no montante de R\$ 411.866, requerendo a reparação por supostos prejuízos sofridos pelos pescadores em decorrência dos Derramamentos de Petróleo do Campo de Frade em 2011/2012, quando operado pela Chevron, que atualmente encontra-se em fase de conhecimento; (ii) da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional no montante de R\$ 206.599, cobrando IRPJ e CSLL em razão das regras de preço de transferência utilizadas na Jaguar em 2010, quando operado pela Chevron, e encontra-se aguardando julgamento de Apelação em 2ª instância judicial. A Companhia aguarda o recebimento dos autos para encerramento do processo, que tem sentença favorável à Petro Rio Jaguar; (iii) Fazenda Pública no valor de R\$ 66.596 referente à cobrança de ICMS sobre a importação nas admissões temporárias de Jaguar, ocorridas em outubro e dezembro de 2007, quando operado pela Chevron; (iv) Agência Nacional de Petróleo ("ANP") no valor de R\$ 53.467 cobrando multa sobre a participação especial de Jaguar quando ainda era operado pela Chevron. **32. Eventos subsequentes:** 32.1. Aquisição de participação no Campo de Albacora Leste: A Companhia divulgou em 26 de janeiro de 2023, o pagamento referente à aquisição de participação de 90% do Campo de Albacora Leste ("Campo" ou "Albacora Leste") com a Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras"). A partir desta data, após a finalização dos trâmites formais, a Companhia assume a operação do ativo. A parcela fixa da transação foi de US\$ 1.951 milhões (R\$10.180 milhões), sendo US\$ 293 milhões (R\$ 1.528 milhões) pagos na assinatura do contrato, em 28 de abril de 2022, e o remanescente pago em 26 de janeiro de 2023, corrigido pelos devidos ajustes de preço. Adicionalmente, poderá ser feito um pagamento adicional (earnout) de até US\$ 250 milhões, a depender das cotizações futuras do petróleo tipo Brent Albacora Leste fixa localizado em lâmina d'água de 1.200 metros, no norte da Bacia de Campos, a 23 km do campo de Frade. Descoberto em 1986, o campo teve seu first oil em 1998 e atualmente conta com uma produção de aproximadamente 32 kbbl (média dos últimos 30 dias), sendo 27,2 kbbl líquidos para a Companhia, de API 19° e com baixo teor de enxofre, através de seus 10 poços produtores e 6 poços injetores em operação atualmente. De acordo com a Certificação de Reservas, solicitada pela Companhia e elaborada pela DeGolyer & MacNaughton ("D&M"), preparada com a data base de 01 de janeiro 2022 e que leva em consideração a expectativa de conclusão da aquisição em outubro de 2022, o campo possuía uma reserva economicamente recuperável 1P de aproximadamente 280 milhões de barris, sendo, líquido para a Companhia, uma reserva superior a 240 milhões de barris, com previsão de abandono posterior a 2050. As estimativas consideram uma cotação de longo prazo de US\$ 60 por barril de petróleo.

**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 2022, autorizando sua divulgação. Rio de Janeiro, 16 de março de 2023.

**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 Companhia, 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 Jaguar Petróleo S.A. Rio de Janeiro, 16 de março de 2023.

**Composição do Conselho de Administração**

Roberto Bernardes Monteiro, Felipe Bueno da Silva, Bruno Menezes.

**Composição da Diretoria Executiva**

Milton Salgado Rangel - **Diretor Presidente**

Roberto Bernardes Monteiro - **Diretor de Relações com Investidores**

Francisco Francilimar Fernandes - **Diretor**

Emiliano Fernandes Lourenço Gomes - **Diretor**

**Contador**

Rafael Gonçalves Sierra - CRC / RJ 095205/O-5

Aos Acionistas e Administradores da **Petro Rio Jaguar Petróleo S.A.** - Rio de Janeiro - RJ. **Opinião:** Examinamos as demonstrações contábeis da Petro Rio Jaguar Petróleo S.A. (Companhia), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2022 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, da Companhia em 31 de dezembro de 2022, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa 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". Somos independentes em relação à Companhia, 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 como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis 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", 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 09 e 10 às demonstrações contábeis, em 31 de dezembro de 2022, a Companhia possui ativo imobilizado e intangível nos montantes de R\$ 3.100.918 mil e R\$ 2.621.224 mil, respectivamente. Em 31 de dezembro de 2022, 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 fluxo 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 onde 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 09 e 10, 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 às demonstrações contábeis, em 31 de dezembro de 2022, a Companhia possui contabilizado imposto de renda e contribuição social diferidos no montante de R\$ 377.107 mil, constituído por diferenças temporárias e seus 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 lu-

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:** A diretoria é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis 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, 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 são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis. **Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis:** Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis, 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, 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. • Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contá