

Petro Rio Jaguar Petróleo Ltda.

Demonstrações Financeiras referentes ao
exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e
Relatório do Auditor Independente

Sumário

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras	3
Balanço Patrimonial	6
Balanço Patrimonial	7
Demonstrações dos resultados	8
Demonstrações dos resultados abrangentes.....	9
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido.....	10
Demonstrações dos fluxos de caixa	11
1. Contexto operacional.....	12
2. Base de preparação e apresentação das demonstrações financeiras.....	13
3. Caixa e equivalentes de caixa	21
4. Títulos e valores mobiliários.....	21
5. Contas a Receber	21
6. Tributos a recuperar.....	22
7. Adiantamentos a fornecedores.....	22
8. Imobilizado	23
9. Intangível.....	24
10. Fornecedores.....	26
11. Tributos e contribuições sociais a pagar	26
12. Outras contas a pagar – Aquisição de Wahoo.....	26
13. Empréstimos e financiamentos.....	27
14. Operações de Arrendamento Mercantil CPC 06 (R2) / IFRS 16.....	27
15. Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido.....	29
16. Provisão para abandono de instalações	30
17. Adiantamentos a parceiros	30
18. <i>Impairment</i>	31
19. Patrimônio líquido.....	31
19.1 Capital social.....	31
20. Transações com partes relacionadas.....	32
21. Receita Líquida.....	32
22. Custos dos Produtos e Serviços Vendidos.....	32
23. Outras Receitas e Despesas.....	33
24. Resultado financeiro.....	33
25. Objetivos e políticas para gestão de risco financeiro.....	33
26. Seguros (Não revisado pelos auditores independentes).....	36
27. Contingências.....	37
28. Eventos Subsequentes.....	38
28.1 Moeda funcional	38
28.2 Contratação de empréstimos	39
28.3 Licença de Operação – Frade.....	39
28.4 Aquisição de participação no Campo de Albacora Leste.....	39
28.5 Certificação de reservas.....	39
28.6 Transformação da Empresa em sociedade anônima.....	39
28.7 Início da produção do poço ODP4.....	40
28.8 Aprovação para a emissão de debêntures.....	40
28.9 Conclusão da aquisição da sonda West Capricorn.....	41
28.10 Devolução do bloco Ceará.....	41
28.11 Início da produção do poço MUP3.....	41
28.12 Aquisição dos 40% de Itaipu	42

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras

Aos
Acionistas da
Petro Rio Jaguar Petróleo Ltda.
Rio de Janeiro - RJ

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Petro Rio Jaguar Petróleo Ltda. (Empresa), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2021 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nesta data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, da Empresa em 31 de dezembro de 2021, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nesta 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 financeiras”. Somos independentes em relação à Empresa, 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.

Responsabilidades da diretoria e da governança pelas demonstrações financeiras

A diretoria é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras 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 financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras, a diretoria é responsável pela avaliação da capacidade de a Empresa 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 Empresa ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Empresa são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, 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 financeiras.

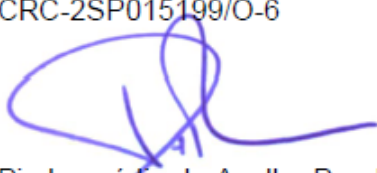
Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, 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 Empresa.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela diretoria.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela diretoria, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Empresa. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Empresa a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que eventualmente tenham sido identificadas durante nossos trabalhos.

Rio de Janeiro, 21 de novembro de 2022.

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.S.
CRC-2SP015199/O-6



Pia Leocádia de Avellar Peralta
Contadora CRC-1RJ101080/O-0



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

	Nota	31/12/2021	31/12/2020
Ativo			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	3	36.374	195.005
Títulos e Valores Mobiliários	4	499.277	22.025
Contas a receber	5	17	85
Estoque de Óleo	22	112.825	9.276
Estoque de Consumíveis		2.172	-
Tributos a recuperar	6	15.058	57.267
Adiantamentos a parceiros	17	-	372.510
Adiantamentos a fornecedores	7	8.723	6.633
Despesas antecipadas		297	253
Outros créditos		31	62
		674.774	663.116
Não circulante			
Partes Relacionadas	20	283.134	1.395.287
Depósitos e cauções		2.056	2.066
Tributos a recuperar	6	12	12
Tributos diferidos	15	237.472	134.137
Direito de Uso (Leasing CPC 06.R2)	14	113.311	106.997
Imobilizado	8	1.999.125	1.548.868
Intangível	9	1.402.296	97.158
		4.037.406	3.284.525
Total do ativo		4.712.180	3.947.641

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.



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

	Nota	31/12/2021	31/12/2020
Passivo e patrimônio líquido			
Circulante			
Fornecedores	10	15.388	45.805
Obrigações trabalhistas		3.621	8.321
Tributos e contribuições sociais	11	59.358	42.749
Empréstimos e financiamentos	13	-	387.478
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2)	14	38.424	35.823
Adiantamentos de parceiros	17	16.908	-
Contas a pagar aquisição Wahoo	12	376.684	-
		510.383	520.176
Não circulante			
Provisão para abandono de instalações	16	419.599	264.483
Provisão para contingências	27	5.951	15.087
Partes Relacionadas	20	128.398	2.454.731
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2)	14	158.512	244.543
Outras Obrigações		960	960
		713.420	2.979.804
Patrimônio líquido			
Capital Social Realizado	19	4.893.430	2.344.183
Adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC)	19	78.736	-
Ajuste de avaliação patrimonial		1.760	1.760
Prejuízos acumulados		(1.898.282)	(2.142.399)
Lucro do exercício		412.733	244.117
		3.488.377	447.661
Total do passivo e patrimônio líquido		4.712.180	3.947.641

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.



Demonstrações dos resultados
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais – R\$)

	Nota	31/12/2021	31/12/2020
Receita líquida	21	1.603.560	677.760
Custos dos produtos/serviços	22	(915.468)	(598.612)
Resultado bruto		688.092	79.148
Receitas (despesas) operacionais			
Despesas de geologia e geofísica		(7.431)	(310)
Despesas com pessoal		(24.015)	(17.225)
Despesas gerais e administrativas		(5.863)	(8.224)
Despesas com serviços de terceiros		(4.880)	(7.009)
Impostos e taxas		(798)	(6.394)
Despesas de depreciação e amortização		(2.756)	(2.553)
Outras receitas (despesas) operacionais	23	50.890	440.078
Resultado operacional antes do resultado financeiro		693.239	477.511
Receitas financeiras	24	479.658	454.790
Despesas financeiras	24	(738.417)	(677.290)
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		434.480	255.011
Imposto de renda e contribuição social corrente		(125.082)	(33.833)
Imposto de renda e contribuição social diferido		103.335	22.939
Lucro do exercício		412.733	244.117

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.



Demonstrações dos resultados abrangentes
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais – R\$)

	31/12/2021	31/12/2020
Resultados do exercício	412.733	244.117
Outros resultados abrangentes	-	-
Outros resultados abrangentes do exercício, líquidos de impostos	-	-
Total de resultados abrangentes do exercício, líquidos de impostos	412.733	244.117

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.



Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020

(Em milhares de reais – R\$)

	Capital social	Adiantamento para futuro aumento de capital	Ajuste de avaliação patrimonial	Prejuízo acumulado	Total
Saldos em 1º de janeiro de 2020	2.344.183	-	1.760	(2.142.399)	203.544
Lucro do exercício	-	-	-	244.117	244.117
Saldos em 31 de dezembro de 2020	2.344.183	-	1.760	(1.898.282)	447.661
Saldos em 1º de janeiro de 2021	2.344.183	-	1.760	(1.898.282)	447.661
Integralização (redução) de capital	2.549.247	-	-	-	2.549.247
Adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC)	-	78.736	-	-	78.736
Lucro do exercício	-	-	-	412.733	412.733
Saldos em 31 de dezembro de 2021	4.893.430	78.736	1.760	(1.485.549)	3.488.377

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Demonstrações dos fluxos de caixa

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020

(Em milhares de reais – R\$)

	31/12/2021	31/12/2020
Fluxos de caixa das atividades operacionais		
Resultado do período (antes de impostos)	434.480	255.011
Depreciação e amortização	507.299	47.709
Receita financeira	(392.851)	(404.982)
Despesa financeira	622.137	588.167
Reversão da provisão do abandono	(54.176)	(430.820)
Provisão para contingências/perdas	659	1.815
	1.117.548	56.900
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber	8.295	7
Estoque de Óleo	38.005	(1.781)
Estoque de consumíveis	(2.172)	-
Tributos a recuperar	-	13.659
Adiantamento a parceiros em operações de E&P	333.748	(110.212)
Adiantamento a fornecedores	311	1.436
Despesas antecipadas	(44)	210
Partes Relacionadas	1.041.694	(1.086.028)
Depósito e cauções	10	(10)
Outros créditos	27	28
Aumento (redução) nos passivos		
Fornecedores	(50.852)	23.034
Obrigações trabalhistas	(4.717)	(1.283)
Tributos e contribuições sociais	(73.199)	(33.615)
Partes relacionadas	(2.374.098)	2.262.818
Adiantamento de parceiros em operações de E&P	(22.589)	-
Contingências	(15.746)	-
Caixa líquido (aplicado nas) gerado das atividades operacionais	(3.779)	1.125.163
Fluxos de caixa das atividades de investimento		
(Aplicação) Resgate de títulos e valores mobiliários	(419.451)	55.623
(Compra) venda de ativo imobilizado	(42.559)	(1.224.521)
(Compra) venda de ativo intangível	(384.905)	(26.982)
Aquisição de Ativos - Frade	(1.526.285)	-
Caixa líquido (aplicado nas) gerado das atividades de investimento	(2.373.200)	(1.195.880)
Fluxos de caixa das atividades de financiamento		
Captações de empréstimos	602.608	550.717
Pagamento de principal sobre empréstimos	(965.215)	(255.401)
Juros pagos sobre empréstimos	(19.620)	(5.001)
Encargos contratuais Leasing IFRS 16 - Principal	(7.124)	(11.046)
Encargos contratuais Leasing IFRS 16 - Juros	(20.284)	(18.209)
Integralização de capital	2.549.247	-
Adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC)	78.736	-
Caixa líquido (aplicado nas) gerado das atividades de financiamento	2.218.348	261.060
Aumento (redução) líquido no caixa e equivalentes de caixa	(158.631)	190.343
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	195.005	4.662
Caixa e equivalente de caixa no final do exercício	36.374	195.005
Aumento (redução) líquido no caixa e equivalentes de caixa	(158.631)	190.343

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.



Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. Contexto operacional

A Petro Rio Jaguar Petróleo Ltda. (“Jaguar” ou “Empresa”) é uma Empresa por quotas de responsabilidade limitada que 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 Jaguar concluiu a aquisição dos 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 Empresa 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 se deu em 05 de fevereiro de 2021, conforme Nota explicativa 9.c. . Além de Jaguar, o consórcio é formado pela Petro Rio Sardinha Participações Não Operadas 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 2021 aproximadamente 16,3 mil barris de petróleo por dia (18,2 mil barris em 2020).

A Empresa possuía também 50% de participação no Bloco Exploratório CE-M-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 Empresa 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.

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 Empresa 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 Empresa assinou contrato com a Total E&P do Brasil Ltda. para a aquisição da participação de 28,6% adicionais em Wahoo, cuja aprovação pela ANP se deu em 08 de julho de 2021.

Somada à parcela de Wahoo adquirida da BP, a participação da Empresa na concessão passa a ser de 64,3%. Empresa formalizou proposta para a aquisição dos 35,7% de

Notas Explicativas às demonstrações financeiras

31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

participação restantes para os atuais detentores da participação, que demonstraram interesse na venda, mas não deram andamento na proposta.

Em paralelo, a Empresa 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 do 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 Empresa. Com o desenvolvimento do campo, será formado um *cluster* de produção através do compartilhamento de toda a infraestrutura com o Campo de Frade (inclusive o FPSO), possibilitando assim a captura de diversas sinergias resultando em mais uma forte e sustentável redução de *lifting cost*, com esforço para manter sempre os mais altos padrões de segurança e eficiência. Mais detalhes da aquisição na Nota Explicativa 9.

COVID-19

A Empresa constantemente revisa seu plano de negócios de maneira a se readequar a cenário de incerteza e volatilidade relacionado à disseminação do COVID-19, além de adotar diversas medidas de monitoramento e prevenção, que seguem vigentes e serão mantidas enquanto o cenário de pandemia existir.

Dentre elas, se destacam a redução do POB (*People on Board*) nas plataformas, mantendo apenas o pessoal necessário para as atividades essenciais de forma segura; a disponibilização intensiva de equipamentos de proteção individual (máscaras) e coletiva; maior frequência de sanitização e higienização das unidades *onshore* e *offshore*, especialmente nas áreas com maior probabilidade de contágio; comunicação intensiva de medidas de prevenção para todos os colaboradores e terceiros atuando nas unidades produtivas incluindo incentivos para a campanha nacional de vacinação; a adoção de testes rápidos do tipo antígeno e de protocolo de monitoramento no aeroporto, com auxílio de enfermeiro, para as pessoas que embarcam nas plataformas.

A Administração da Empresa segue monitorando os possíveis impactos da pandemia da COVID-19 em suas operações e avalia constantemente a eficácia das medidas protetivas adotadas pela Empresa com o intuito de mitigar tais riscos.

2. Base de preparação e apresentação das demonstrações financeiras

2.1. Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, os Procedimentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC e pelo Conselho Federal de Contabilidade – CFC, que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo *International Accounting Standards Board - IASB*.

Notas Explicativas às demonstrações financeiras

31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

A Administração confirma que estão sendo evidenciadas todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras e que estas correspondem às utilizadas em sua gestão.

2.2. Base de elaboração

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico, com exceção dos mensurados pelo valor justo, quando indicados.

O resumo das principais políticas contábeis adotadas pela Empresa encontra-se descrito nos tópicos abaixo:

2.3. 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.

2.4. Ativos e passivos circulantes e não circulantes

Os ativos e passivos circulantes e não circulantes são demonstrados pelos valores de realização e/ou exigibilidade, respectivamente, e contemplam as variações monetárias ou cambiais, bem como os rendimentos e encargos auferidos ou incorridos, quando aplicável.

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 Empresa, 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 Empresa apresenta substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os 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,

Notas Explicativas às demonstrações financeiras

31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e são amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas 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 são depreciados, a partir da declaração de comercialidade e início da produção, pelo método de unidades produzidas (“DUP”). 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 Empresa revisa o saldo total das reservas. Máquinas e equipamentos são depreciados pelo método linear às taxas mencionadas na Nota Explicativa 8, 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. Estoques

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.

Notas Explicativas às demonstrações financeiras

31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

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 da Empresa).

2.9. Apuração 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 Empresa 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 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

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

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.

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

2.13. Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações financeiras são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Empresa. Todas as informações financeiras apresentadas em Real foram arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

2.14. Demonstrações dos fluxos de caixa (“DFC”)

As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas e apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 03 (R2) / IAS7 através do método indireto.

A Empresa classifica os juros pagos como atividade de financiamento, por entender que os juros pagos representam custos para obtenção de seus recursos financeiros.

2.15. 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 revisadas e em quaisquer períodos futuros afetados.

As informações sobre premissas e estimativas que poderão resultar em ajustes dentro do próximo exercício financeiro estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- Nota Explicativa 8 – Imobilizado, principalmente as informações que se referem a baixas, amortizações e valor recuperável dos ativos de óleo e gás.
- Nota Explicativa 9 - Intangível, principalmente as informações que se referem a baixas, amortização e valor recuperável dos ativos de óleo e gás.
- Nota Explicativa 14 - Operações de Arrendamento Mercantil CPC 06 (R2) / IFRS 16.
- Nota Explicativa 15 - Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido.
- Nota Explicativa 16 – Provisão para abandono de instalações.
- Nota Explicativa 19 - Patrimônio Líquido
- Nota Explicativa 25 - Objetivos e políticas para gestão de risco financeiro.
- Nota Explicativa 27 - Contingências.

2.16. ICPC 22 / IFRIC 23 - Incerteza sobre o tratamento de impostos sobre o lucro

A ICPC 22 esclarece critérios de reconhecimento, mensuração e divulgação das incertezas dos tributos sobre o lucro, haja vista a ausência de explanações nesse sentido no Pronunciamento Técnico CPC 32 – Tributos sobre o Lucro (CPC 32) e

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

divergências entre os procedimentos adotados pela Empresa. A Empresa avaliou os efeitos e não há impactos para as suas demonstrações financeiras.

2.17. CPC 06 (R2) / IFRS 16 – Operações de Arrendamento Mercantil

A Empresa avalia todos contratos que podem se enquadrar nos princípios de identificação do Pronunciamento Técnico CPC 06 (R2) / IFRS 16 e desconsidera arrendamentos de curto prazo com 12 meses ou menos de prazo, além de arrendamentos de valores não significativos, sendo os pagamentos de arrendamento associados a esses contratos reconhecidos como despesa do exercício ao longo do prazo do contrato.

O passivo de arrendamento é mensurado pelo valor presente dos pagamentos de arrendamentos remanescentes, descontados utilizando a taxa incremental sobre empréstimo da Empresa na data da adoção inicial.

O ativo de direito de uso é reconhecido com base no valor do passivo de arrendamento, ajustado por qualquer pagamento de arrendamento antecipado ou acumulado referente a esse arrendamento, reconhecido no balanço patrimonial imediatamente antes da data da adoção inicial.

2.18. CPC 23 – Políticas contábeis, mudanças de estimativas e retificação de erro

Mudança de estimativa contábil

No primeiro trimestre de 2021, a Empresa realizou através da certificadora internacional independente DeGolyer and MacNaughton a reavaliação das reservas do Campo de Frade. Esta reavaliação apontou alterações nas reservas e vida útil do Campo, e conseqüentemente, alteração nas alíquotas de depreciação e extensão dos prazos para cálculo da provisão para abandono.

Os estudos levaram em consideração os efeitos da pandemia provocada pela Covid-19 e os cenários atuais e futuros de preços de petróleo.

A reavaliação apontou a manutenção da vida útil do Campo até o final de 2030, e o mesmo montante de reservas provadas desenvolvidas, porém com incremento de aproximadamente 8,2 milhões de barris, relacionados à conclusão da aquisição dos 30% restantes do campo, se comparados os mesmos períodos.

2.19. Gastos associados ao *Join Operating Agreement (JOA)*, do campo de Frade

A Empresa, como operadora do campo de Frade, é responsável por contratar e pagar todos os fornecedores desta concessão.

Mensalmente os desembolsos projetados para o mês subsequente são estimados e cobrados dos parceiros através da figura de *cash calls*, e a comprovação de gastos é realizada através dos *billing statements*.

Portanto, as faturas recebidas pela Empresa contemplam o valor total dos

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

materiais e serviços adquiridos, mas a apresentação nos demonstrativos de resultado/custo da empresa reflete apenas a sua participação.

2.20. Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas

As normas e interpretações revisadas, destacadas a seguir, válidas para o exercício de 2021, foram aplicadas pela Empresa, mas não impactaram as demonstrações financeiras:

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

A Empresa pretende usar os expedientes práticos nos períodos futuros se estes se tornarem aplicáveis.

As normas e interpretações novas e alteradas emitidas pelo IASB e pelo CPC, descritas a seguir, ainda não estão em vigor. A Empresa pretende adotar essas normas e interpretações novas e alteradas, se cabível, quando entrarem em vigor, a partir de 1º de janeiro de 2023:

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

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

3. Caixa e equivalentes de caixa

	31/12/2021	31/12/2020
Caixa	-	-
Bancos	36.374	195.005
	36.374	195.005
Nacional	9.629	971
Exterior	26.745	194.034

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

4. Títulos e valores mobiliários

	31/12/2021	31/12/2020
<i>Time Deposit</i> (i)	499.277	22.025
Total de aplicações para negociação	499.277	22.025

(i) *Time Deposit* com prazos de 90, 180 e 270 dias, com média de rendimento de 0,75% a.a.

A Empresa efetua a gestão de riscos dos títulos e valores mobiliários através da prática de políticas e procedimentos apropriados, conforme descrito na Nota Explicativa 25.

5. Contas a Receber

	31/12/2021	31/12/2020
Petrobras (i)	17	85
Total	17	85
Total em moeda nacional	17	85
Total em moeda estrangeira	-	-

(i) Saldo a receber referente à venda de gás em dezembro de 2021 de aproximadamente 90 mil m³ de gás, correspondente a uma receita de R\$ 17.

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

6. Tributos a recuperar

	31/12/2021	31/12/2020
Imposto de renda e contribuição social (i)	1.124	1.274
PIS e COFINS (ii)	5.311	47.349
ICMS (iii)	8.292	8.313
Outros	343	343
Total	15.070	57.279
Ativo Circulante	15.058	57.267
Ativo Não Circulante	12	12

- (i) Refere-se basicamente a imposto de renda retido sobre aplicações financeiras, saldo negativo de IRPJ/CSLL e antecipação de IRPJ/CSLL;
- (ii) Créditos de PIS/COFINS sobre insumos utilizados na operação;
- (iii) ICMS a recuperar referente a empréstimos de óleo entre parceiros do campo de Frade.

7. Adiantamentos a fornecedores

	31/12/2021	31/12/2020
Arcelormittal	2.572	-
Veolia	1.349	-
Macgregor	1.243	-
Asa Assessoria	1.193	2.966
BJ Services Brasil	-	1.800
Produced Water	515	-
Deepsea	443	-
KSB	333	-
Petrobras	246	246
FRS Bogo	-	240
Instituto Reação	-	157
BJ Quimica do Brasil	-	148
Gevisa S/A	-	296
Miros Scotland	-	300
GBA-Corona	335	348
Outros	494	132
Total	8.723	6.633
Total no ativo circulante	8.723	6.633
Total no ativo não circulante	-	-

Os adiantamentos são decorrentes das operações regulares da Empresa.

Notas Explicativas às demonstrações financeiras

31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

8. Imobilizado

a) Composição do saldo

	Taxa de Depreciação %	Custo	Depreciação	Saldo em 31/12/2021	Saldo em 31/12/2020
Em operação					
Máquinas e equipamentos	10	8.006	(7.082)	924	3.568
Móveis e utensílios	10	22	(11)	11	15
Equipamentos de informática	20	536	(246)	290	385
FPSO Frade **	UOP *	1.925.104	(356.849)	1.568.255	1.215.598
Gastos Desenvolvimento ***	UOP *	164.842	(55.815)	109.027	133.962
Em andamento					
Gastos com desenvolvimento		52.488	-	52.488	12.844
Material para revitalização/reentradas poços – Frade ***		268.130	-	268.130	182.496
Total		2.419.128	(420.003)	1.999.125	1.548.868

*UOP - *Units of Production* (Método de depreciação por unidade produzida)

** Com a conclusão da aquisição dos 30% da Petrobrás (conforme divulgado na nota explicativa 1), a Empresa passou a consolidar 81,74% dos ativos relacionados ao campo, que contemplam, além dos gastos relacionados aos poços produtores, o FPSO e todos os equipamentos submarinos. Adicionalmente, o consórcio, se preparando para a Plano de Revitalização do Campo, adquiriu materiais e equipamentos, que se encontram classificados como ativos andamento, bem como equipamentos do FPSO e submarinos, que aguardam a perfuração de novos poços para a entrada em operação.

*** Campanhas de revitalização/perfuração do Campo

b) Movimentação do saldo

	Saldo em 01/01/2021	Adições	Baixas	Transferência	Depreciação	Saldo em 31/12/2021
Em operação						
Máquinas e equipamentos	3.568	-	-	-	(2.644)	924
Móveis e utensílios	15	-	-	-	(4)	11
Equipamentos de informática	385	-	-	12	(107)	290
FPSO Frade	1.215.598	692.811	-	6.551	(346.705)	1.568.255
Gastos Desenvolvimento	133.962	-	-	-	(24.935)	109.027
Em andamento						
Imobilizado em andamento	12.844	46.207	-	(6.563)	-	52.488
Material para revitalização/reentradas poços – Frade	182.496	89.282	(3.648)	-	-	268.130
Total	1.548.868	828.300	(3.648)	-	(374.395)	1.999.125
	Saldo em 01/01/2020	Adições	Baixas	Transferência	Depreciação	Saldo em 31/12/2020
Em operação						
Máquinas e equipamentos	6.213	-	-	-	(2.645)	3.568
Móveis e utensílios	19	-	-	-	(4)	15
Equipamentos de informática	494	-	-	-	(109)	385
FPSO Frade	-	-	-	1.225.741	(10.143)	1.215.598
Gastos Desenvolvimento	161.851	-	-	-	(27.889)	133.962
Em andamento						
Imobilizado em andamento	-	1.238.585	-	(1.225.741)	-	12.844
Material para revitalização/reentradas poços - Frade	196.558	-	(14.062)	-	-	182.496
Total	365.135	1.238.585	(14.062)	-	(40.790)	1.548.868

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

9. Intangível

a) Composição do saldo

	Taxa de amortização (%)	Petrório Jaguar	
		31/12/2021	31/12/2020
Ativos de petróleo e gás			
Custo de Aquisição - Frade	(i)	632.740	-
Custo de Aquisição - Wahoo	(i)	845.781	-
Bônus de assinatura - Frade	(i)	39.304	39.304
Bônus de assinatura - Ceará	(i)	31.358	31.358
Adiantamento para aquisição de ativo	(ii)	-	64.959
		1.549.183	135.621
Amortização Acumulada		(146.887)	(38.463)
Total		1.402.296	97.158

(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 redesenvolvimento.

(ii) Adiantamento para aquisição do Campo de Wahoo (64,3%) e Campo de Itaipu (60%), conforme descrito na nota explicativa 1.

b) Movimentação do saldo

	Saldo em 01/01/2021	Adições	Baixa	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 para aquisição de ativo	64.958	416.066	(8.132)	-	(472.892)	-
	97.158	1.468.002	(54.439)	(108.425)	-	1.402.296

	Saldo em 01/01/2020	Adições	Baixa	Amortização	Transferência	Saldo em 31/12/2020
Bônus de assinatura - Frade	1.017	-	-	(175)	-	842
Bônus de assinatura - Wahoo	-	-	-	-	-	-
Bônus de assinatura - Ceará	31.358	-	-	-	-	31.358
Custo de Aquisição Frade 30%	-	-	-	-	-	-
Adiantamento para aquisição de ativo	30.230	34.728	-	-	-	64.958
	62.605	34.728	-	(175)	-	97.158

c) Aquisição de ativos

1. Frade 30%

Em 05 de fevereiro de 2021 a Empresa 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

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

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	Jaguar	Lux Holding	Total	
			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)
Consideração final paga (recebida)	1.440.231	(1.214.922)	225.309	41.814
Concessão (intangível)	472.803	(435.322)	37.481	6.956
FPSO e equipamentos <i>subsea</i> (imobilizado)	692.812	(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 16.

2. Campo de Wahoo (64,3%) e Campo de Itaipu (60%)

A Empresa 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 unitização.

Os dois campos encontram-se em fase de exploração, com Wahoo avançando para a fase de desenvolvimento. Nada além das concessões foi transferido no processo de compra e venda. Os dois campos já realizaram os programas exploratórios mínimos e não possuem provisão de abandono, que só é formada no período de desenvolvimento.

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Seguindo as orientações expressas no Pronunciamento Técnico CPC 15 (R1) - Combinação de negócios, a Empresa 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.

Concluimos que, como todo o valor é concentrado em um único ativo identificável, no caso a concessão, já que não há outros ativos e passivos identificáveis, como caixa e equivalentes de caixa, ativos fiscais diferidos ou qualquer outro tipo de ativo, ficou determinado que a aquisição não é uma combinação de negócios, sem necessidade de avaliações adicionais.

Com isso, as aquisições dos campos de Wahoo e Itaipu foram tratadas como aquisições de ativo intangível, seguindo as orientações do Pronunciamento Técnico CPC 04 (R1) – Ativo Intangível, que estabelece que o custo do ativo intangível adquirido deve ser o valor pago na aquisição acrescido de custos incorridos inicialmente para tal aquisição (itens 18 e 27).

10. Fornecedores

	31/12/2021	31/12/2020
Fornecedores no país	14.501	43.473
Fornecedores no exterior	887	2.332
	15.388	45.805
Total no passivo circulante	15.388	45.805
Total no passivo não circulante	-	-

11. Tributos e contribuições sociais a pagar

	31/12/2021	31/12/2020
IRPJ e CSSL a pagar	43.294	23.155
PIS/COFINS/CSLL	1.405	670
IRRF sobre serviços	(1.701)	12.300
INSS	276	327
Royalties	15.601	5.762
Outros	483	535
	59.358	42.749

12. 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.

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

13. Empréstimos e financiamentos

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

	31/12/2019	Adições		Pagamentos		Variação Cambial	31/12/2020
		Principal	Juros	Principal	Juros		
CCB	63.033	-	3.828	(27.753)	(4.649)	19.865	54.324
Citibank	-	46.240	238	-	-	(4.670)	41.808
Trafigura	-	392.205	302	(210.320)	-	16	182.203
Santander	-	52.904	2.846	-	-	9.376	65.126
Banco do Brasil	-	44.518	106	-	-	(607)	44.017
ABC	-	14.850	352	(17.328)	(352)	2.478	-
Total	63.033	550.717	7.672	(255.401)	(5.001)	26.458	387.478

(i) Em março de 2021, a Empresa contratou um ACC junto ao Banco China Construction Bank (CCB) no valor de US\$ 19 milhões, por prazo de 1 ano e custo de 4%. Este contrato foi pré-pago em novembro 2021. Em 05 de abril de 2021, a Empresa contratou outro ACC no valor de US\$ 8 milhões, com prazo de 1 ano e custo de 4,00% a.a.. Este contrato foi pré-pago em outubro 2021.

(ii) Em outubro de 2020, a Empresa assinou contrato de empréstimo na forma de um Adiantamento sobre Contrato de Câmbio (ACC) junto ao Citibank no valor de US\$ 8 milhões com taxa de 3,28%, esse contrato foi pré-pago em junho 2021. Em março de 2021, a Empresa contratou outro ACC junto ao Banco Citibank no valor de US\$ 25 milhões, com prazo de 1 ano e custo de 2,63%, liquidado antecipadamente em setembro 2021. Em 10 de maio de 2021 a Empresa assinou o terceiro contrato com o Banco Citibank no valor de US\$ 7 milhões, com prazo de 1 ano e custo de 2,62% a.a., liquidado antecipadamente em junho 2021.

(iii) Em dezembro de 2020, a Empresa assinou com a Trafigura PTE Ltd um contrato de pré-pagamento à exportação com a Trafigura PTE Ltd, no valor de US\$ 35 milhões com custo de Libor + 3,75%. Esse contrato venceu em março de 2021.

(iv) A Empresa pré-pagou dois Adiantamentos sobre Contrato de Câmbio junto ao banco Santander nos valores de US\$ 10 milhões e US\$ 2 milhões com taxa de 5,12% em março de 2021. A Empresa assinou em 16 de abril de 2021 contrato com o Banco Santander no valor de US\$ 50 milhões, com prazo de 1 ano e custo de 3,92% a.a., liquidado antecipadamente em junho 2021.

(v) A Empresa assinou em 29 de dezembro de 2020 contrato com o Banco do Brasil no valor de US\$ 5,7 milhões, com prazo de 6 meses e custo de 4,15% a.a., liquidado em junho 2021..

(vi) A Empresa assinou em 22 de março de 2021 contrato com o BTG no valor de US\$ 50 milhões, com prazo de 1 ano e custo de 4,15% a.a., pré-pagando o mesmo em junho 2021.

14. Operações de Arrendamento Mercantil CPC 06 (R2) / IFRS 16

Os ativos de direito de uso apresentados representam os seguintes ativos subjacentes:

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Ativos de direito de uso	Custo	Amortização	Saldo
Embarcações de Apoio	91.680	(29.352)	62.328
Edificações/Bases de Apoio	21.790	(5.928)	15.862
Equipamentos	45.038	(9.917)	35.121
Total	158.508	(45.197)	113.311

Para calcular o montante do custo foram considerados os prazos em que os ativos serão necessários à operação e taxa incremental sobre os empréstimos vigentes, de 5,63% a.a. para os contratos em dólar e 10% a.a. para os contratos em reais, ambos para o Campo de Frade. Adicionalmente, para um contrato que entrou em 2020 e vai até 2023, em dólar, a taxa de desconto utilizada foi de 8,95%.

As depreciações do direito de uso, quando de ativos voltados para a operação, são reconhecidas no primeiro momento no estoque, e transferidos para o resultado quando da venda destes. Quando os ativos são administrativos, são lançadas diretamente no resultado, ambas de forma linear, respeitando os períodos de utilização.

Variação cambial e atualização monetárias são lançadas diretamente no resultado financeiro da Empresa.

Os efeitos apresentados no exercício foram:

	Ativo	Passivo
Saldo em 01 de janeiro de 2020	98.051	(202.349)
Adições/reversões	19.645	(37.972)
Atualização cambial	-	(51.092)
Atualização monetária	-	(18.209)
Pagamentos efetuados	-	29.256
Amortização	(10.699)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2020	106.997	(280.366)
Adições/reversões	30.793	71.548
Atualização cambial	-	(9.409)
Atualização monetária	-	(20.284)
Pagamentos efetuados	-	41.575
Amortização	(24.479)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2021	113.311	(196.936)
Circulante	-	(38.424)
Não Circulante	113.311	(158.512)

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Maturidade dos contratos		Pis/Cofins
Vencimento das prestações	Valor R\$	Valor R\$
2022	39.654	3.668
2023	31.761	2.938
2024	26.171	2.421
2025	26.099	2.414
2026	26.099	2.414
2027	26.099	2.414
2028	26.171	2.421
2029	26.099	2.414
2030	26.099	2.414
Valores não descontados	254.252	23.518
Juros embutidos	(57.316)	
Saldo passivo arrendamento	<u>196.936</u>	

15. Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

Empresa	Prejuízo fiscal		Crédito fiscal	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Petro Rio Jaguar	1.313.150	1.472.678	446.471	500.711
	1.313.150	1.472.678	446.471	500.711

A Empresa possui prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social gerados no Brasil, passíveis de compensação com lucros tributáveis futuros, limitados a 30% a cada exercício. Os demais créditos serão reconhecidos à medida que os lucros tributários futuros forem sendo gerados.

A provisão de imposto de renda e contribuição social diferidos está como segue:

	31/12/2021	31/12/2020
Diferenças temporárias	(34.609)	(13.512)
Prejuízos fiscais	(202.863)	(120.625)
Saldo Líquido (Ativo) Passivo	(237.472)	(134.137)

Expectativa de realização	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Diferenças temporárias	(34.609)	-	-	-	-	(34.609)
Prejuízos Fiscais	(68.887)	(55.420)	(48.298)	(28.427)	(1.831)	(202.863)

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

16. Provisão para abandono de instalações

A movimentação do saldo da provisão para abandono de poços no Campo de Frade está demonstrada a seguir:

Saldo em 01 de janeiro de 2020	521.827
Redução	(430.820)
Atualização cambial	141.517
Atualização monetária	31.959
Saldo em 31 de dezembro de 2020	264.483
Aquisição Frade (30%)	159.937
Redução	(54.176)
Atualização cambial	22.802
Atualização monetária	26.553
Saldo em 31 de dezembro de 2021	419.599
Saldo líquido do passivo	419.599

As estimativas dos custos com abandono foram provisionadas para o exercício findo em 2020.

Para o Campo de Frade, foi realizado novo estudo de abandono, aprovado em dezembro de 2020 pela ANP, considerando condições de mercado atuais sob a ótica da Petrorio como novo operador, reduziu o total da provisão em aproximadamente R\$ 430.820 no balanço da Empresa, correspondente à participação de 51,74% de Frade. Esta provisão reflete a estimativa em valor presente descontados à taxa de 6,14% ao ano (5,59% em 2019). Os principais gastos incluídos nesses levantamentos são remoção do FPSO, abandono dos poços (ex: aluguel de sonda, cimentação, remoção de tubulação e dutos, colocação de tampões), remediação do meio ambiente e remoção de equipamentos do fundo do mar (ex: Árvore de Natal, blocos de ancoragem).

Adicionalmente, com a aquisição dos 30% complementar do campo de Frade, conforme descrito na nota explicativa 1 e 9, foi realizado complemento na provisão de abandono do campo, no montante de R\$ 159.937, proporcional ao valor já registrado anteriormente na Empresa, de 70%.

Conforme destacado na nota explicativa 2.19, houve alteração nos valores presentes da provisão de abandono do Campo, com a atualização das taxas de desconto e inflação, com redução de R\$ 54.176. Esta redução afetou diretamente o resultado, já que a provisão ativa do Campo não tinha mais saldo.

17. Adiantamentos a parceiros

	31/12/2021	31/12/2020
Blocos operados		
Petrobras - Frade	-	(102.954)
Petro Rio Sardinha - Frade	16.633	(269.569)
Total - Wahoo/Itaipu	(392)	-
IBV - Wahoo	669	-
Ecopetrol - Ceará	(2)	13
Total de blocos operados	16.908	(372.510)
Total de adiantamento de/a parceiros	16.908	(372.510)
Total no Passivo Circulante	16.908	-
Total no Ativo Circulante	-	(372.510)

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

18. Impairment

A Empresa acompanha periodicamente mudanças nas expectativas econômicas e operacionais que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável de seus ativos. Sendo tais evidências identificadas, são realizados cálculos para verificar se o valor contábil líquido excede o valor recuperável, e se confirmado, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil ao valor recuperável.

Devido aos impactos provocados pela pandemia do COVID-19 em todo o mundo, a demanda de petróleo reduziu bruscamente, reduzindo conseqüentemente os preços praticados nos mercados internacionais. A redução relevante do preço do Brent, diretamente ligado às receitas da Empresa, são indicativos de possível perda no valor recuperável dos ativos.

Mesmo com a recuperação dos preços do Petróleo no mercado internacional, a Empresa efetuou cálculos para a verificação do valor recuperável de seus ativos, frente aos valores contabilizados, utilizando as projeções mais atuais de preço de petróleo e de dólar, e não identificou a necessidade de reconhecimento de provisão.

Os fluxos de caixa são estimados com base nos resultados já realizados, o orçamento anual da Empresa e considera o vencimento da concessão e a expectativa de crescimento do mercado, baseando-se em premissas validadas anualmente pelo certificador de reservas (DeGolyer and MacNaughton), quando da reavaliação destas. Tais fluxos são descontados pelo mais recente custo médio ponderado de capital da Empresa, 11,7%, utilizando-se de metodologia amplamente aplicada no mercado de óleo e gás.

19. Patrimônio líquido

19.1 Capital social

Em 31 de dezembro de 2021, o capital subscrito da Empresa era composto por 489.342.995.396 quotas no valor nominal de R\$ 0,01 cada uma, já totalmente integralizadas em moeda corrente do país, representando o valor de R\$ 4.893.430 e 7.873.586.504 quotas no valor nominal de R\$ 0,01 cada uma, a serem integralizadas posteriormente, detidas como Adiantamento para aumento de capital (AFAC), no montante de R\$ 78.736, capitalizadas em 22 de maio de 2022.

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

20. Transações com partes relacionadas

	31/12/2021	31/12/2020
Venda de Petróleo - Petrorio Lux Sarl (i)	280.749	671.033
Mútuo - Petrorio Lux Sarl	-	(599.728)
Mútuo - Petrorio Lux Holding	-	(941.889)
Mútuo - Petrorio White Shark	-	434.209
Rateio de despesas - Petrorio S.A. (ii)	(14.117)	(5.385)
Rateio de despesas - Petrorio O&G (ii)	(104.862)	(46.573)
FPSO - Frade BV	-	(564.560)
Contas a pagar Petrorio Lux Holding - Consórcio Frade	(5.200)	(4.842)
Contas a pagar Petrorio Lux Sarl - Consórcio Frade	(1.834)	(1.709)
	154.736	(1.059.444)
Total no Ativo	283.134	1.395.287
Total no Passivo	(128.398)	(2.454.731)

- (i) Saldo remanescente referente à venda de óleo para a trading do Grupo Petrorio - Petrorio Luxembourg Sarl.
- (ii) Saldo referente ao compartilhamento de despesas da Empresa com a Petrorio S.A. e a Petro Rio O&G.

Remuneração dos Administradores

A remuneração dos administradores da Empresa no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 foi de R\$ 11.843 (R\$ 3.175 em 31 de dezembro de 2020).

21. Receita Líquida

A Receita Líquida do exercício findo em 31 de dezembro de 2021, no valor de R\$ 1.603.560 (R\$ 677.760 em 31 de dezembro de 2020), é composta pela receita de exportação de 100% de sua produção do Campo de Frade que, por ser exportação, não possui impostos incidentes sobre a venda.

22. Custos dos Produtos e Serviços Vendidos

	31/12/2021	31/12/2020
FPSO	3.312	(365.440)
Logística	(38.077)	(25.163)
Consumíveis	(39.459)	(23.352)
Operação e Manutenção	(49.767)	(28.488)
Pessoal	(51.958)	(32.231)
Compra de óleo para revenda	(141.553)	-
Outros Custos	(22.081)	(16.015)
Royalties	(135.461)	(62.768)
Amortização CPC 06 (R2)	(21.588)	(10.573)
Depreciação e Amortização	(418.836)	(34.582)
Total	(915.468)	(598.612)

Em 31 de dezembro de 2021, o estoque de petróleo de Frade, no montante de R\$ 112.825, corresponde a 572 mil barris – quantidade não revisada pelos auditores independentes (em 31 de dezembro de 2020 o estoque de petróleo no montante de R\$ 9.276 correspondia a 56 mil barris).

Notas Explicativas às demonstrações financeiras

31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

23. Outras Receitas e Despesas

	31/12/2021	31/12/2020
Redução da provisão de abandono (alteração de taxa/curva)	54.176	430.820
Venda de sucata	-	(20.174)
Gratificação de administradores	(5.200)	-
<i>Indirect Overhead</i> - Frade	2.234	5.009
Reversão (Provisão) para Contingências	(659)	(1.307)
Crédito Impostos (PIS e COFINS/INSS/ICMS)	-	25.877
Outras Receitas (Despesas)	339	(147)
Total	50.890	440.078

24. Resultado financeiro

	31/12/2021	31/12/2020
Receitas financeiras	479.658	454.790
Receita de aplicação financeira realizada	2.275	591
Receita de variação cambial (*)	477.223	440.975
Juros sobre contrato de mútuo	111	13.201
Outras receitas financeiras	49	23
Despesas financeiras	(738.417)	(677.290)
Despesa de variação cambial (*)	(618.359)	(585.477)
Juros sobre empréstimos	(12.520)	(10.315)
Juros sobre contrato de mútuo	(53.810)	(12.974)
Perda ajuste a valor presente – ARO / IFRS16	(39.348)	(41.361)
Outras despesas financeiras	(14.380)	(27.163)

(*) Variação cambial refere-se principalmente à variação da taxa de dólar aplicada sobre os saldos de provisão de abandono e passivo de arrendamento mercantil (IFRS 16).

25. Objetivos e políticas para gestão de risco financeiro

Os principais passivos financeiros da Empresa referem-se a contas a pagar a fornecedores de bens e serviços a serem utilizados em suas operações de exploração e produção de hidrocarbonetos e contratos de garantia financeira. Por outro lado, a Empresa mantém no ativo disponibilidades financeiras, conforme descrito nas Notas Explicativas 3 e 4.

A Empresa 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 Empresa está exposta aos riscos inerentes a tais investimentos, e à flutuação nos preços destes ativos, o que pode impactar negativamente o seu caixa.

O Conselho de Administração revisa e estabelece políticas para gestão de cada um desses riscos, os quais são resumidos abaixo.

Notas Explicativas às demonstrações financeiras

31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

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 Empresa 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 Empresa 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 Empresa, antes da tributação.

Operação	Risco	Cenário Provável	Cenário (I) 25%	Cenário (II) 50%
Provisão para abandono (ARO)	Aumento do dólar	(26.336)	(104.900)	(209.800)
Impacto nas aplicações financeiras	Queda do dólar	21.070	(83.924)	(167.847)

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 o período de doze meses a partir de 31 de dezembro de 2021 (US\$ 1/R\$ 5,9308). 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 Empresa 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 Empresa 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 Empresa 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 2021 as vendas líquidas de petróleo foram descentralizadas, com vendas para os clientes Petrochina, Leeuwin, Shell, Trafigura e Total e a venda de gás para um único cliente (Petrobras), no entanto apresentam risco de crédito irrelevante, considerando que historicamente não possuem atrasos nem inadimplências.

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

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 Empresa.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2021	até 12 meses	1 a 5 anos	Total
Passivo			
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)
	(510.383)	(713.420)	(1.223.803)

Exercício findo em 31 de dezembro de 2020	até 12 meses	1 a 5 anos	Total
Passivo			
Empréstimos e financiamentos	(387.478)	-	(387.478)
Fornecedores	(45.805)	-	(45.805)
Obrigações trabalhistas	(8.321)	-	(8.321)
Tributos e contribuições sociais	(42.749)	-	(42.749)
Provisão para Abandono	-	(264.483)	(264.483)
Provisão para contingências	-	(15.087)	(15.087)
Partes relacionadas	-	(2.454.731)	(2.454.731)
Encargos Contratuais (Leasing IFRS 16)	(35.823)	(244.543)	(280.366)
Outras obrigações	-	(960)	(960)
	(520.176)	(2.979.804)	(3.499.980)

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:

- Nível 1: a mensuração do valor justo utiliza preços cotados (não corrigidos) nos mercados ativos, com base em ativos e passivos idênticos.
- 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).
- Nível 3: a mensuração do valor justo é derivada de técnicas de avaliação que incluem um ativo ou passivo que não possui mercado ativo.

Os valores de mercado (“valor justo”) estimados pela Administração foram determinados pelo Nível 2 para estes instrumentos financeiros:

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	31/12/2021		31/12/2020	
	Valor contábil	Valor Justo	Valor contábil	Valor Justo
Ativos financeiros				
Empréstimos e recebíveis				
Contas a receber (i)	17	17	85	85
Partes relacionadas	283.134	283.134	1.395.287	1.395.287
Valor justo por meio do resultado				
Caixa e equivalentes de caixa (ii)	36.374	36.374	195.005	195.005
Títulos e Valores Mobiliários (ii)	499.277	499.277	22.025	22.025
Passivos financeiros				
Custo amortizado:				
Fornecedores (i)	15.388	15.388	45.805	45.805
Empréstimo (ii)	-	-	387.478	387.478

Os valores de mercado (“valor justo”) estimados pela Administração foram determinados pelo Nível 1 para os instrumentos financeiros abaixo, e não houve transferências entre níveis de mensuração na hierarquia do valor justo no exercício findo para 31 de dezembro de 2021.

(i) Os valores relacionados aos saldos de contas a receber e fornecedores não possuem diferenças significativas ao seu valor justo devido ao giro de recebimento/pagamento destes saldos ser em média de 60 dias.

(ii) As mensurações de valor justo são obtidas por meio de variáveis observáveis diretamente (preços, por exemplo) ou indiretamente (derivados dos preços).

26. Seguros (Não revisado pelos auditores independentes)

A Empresa adota a política de contratação de seguros para os bens sujeitos a riscos.

A Empresa possui coberturas contra as principais exposições, tais como o P&I para o FPSO de Frade, *Energy Package*, que engloba: Danos Físicos aos ativos *offshore*, Despesas Extras do Operador (OEE - Controle de Poço, Despesa Extra/Reperfuração, Infiltração, Poluição, Limpeza e Contaminação) 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 2021 cobrem a Importância Segurada de R\$ 8.280.999. A seguir, demonstramos os principais ativos e interesses cobertos e seus respectivos limites de indenização:

Seguros/Modalidade	Importância Segurada
Seguro Garantia PEM - ANP	59.920
FPSO Frade	3.379.579
Equipamentos Subsea Frade	3.182.594
OEE Produção (Controle de poço) - Frade	456.145
Danos Físicos (Óleo em estoque) - Frade	290.108
Responsabilidade Civil Operações Offshore - Frade	912.290
Garantia Judicial	363
Total Segurado	8.280.999

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

27. Contingências

A Administração da Empresa consubstanciadas na opinião de seus consultores legais quanto à possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas registradas no balanço em 31 de dezembro de 2021 e 2020 nos montantes de R\$ 5.951 e R\$ 15.087, respectivamente, são suficientes para cobrir perdas consideradas prováveis e razoavelmente estimáveis.

Provisões registradas

A Empresa possui atualmente demandas judiciais que apresentam risco provável, que são basicamente reclamações trabalhistas que somam o montante de R\$ 5.649 e reclamação cível no valor de R\$ 303 (em 31 de dezembro de 2020 R\$ 5.014 e R\$ 290, respectivamente, além de valor referente ao incidente de Frade de R\$ 9.782).

Incidente do Frade

Por conta do incidente ocorrido em novembro de 2011 no campo do Frade, ainda neste período sob operação da Chevron, a Empresa recebeu notificações da ANP durante o ano de 2011 e 2012. Adicionalmente, em 21 de novembro de 2011, a Empresa recebeu multa do IBAMA, no montante de R\$ 50.000 e em 23 de dezembro de 2011 outra multa no montante de R\$ 10.000. Estas multas foram pagas em julho de 2013 com os valores corrigidos, após negociação com o IBAMA, de R\$ 37.762 e R\$ 7.095, respectivamente. As diferenças entre os valores provisionados e os pagamentos efetuados foram estornados para o resultado.

Em setembro de 2012, a ANP emitiu 6 multas referentes ao incidente do Campo de Frade ocorrido em novembro de 2011, no total de R\$ 35.160. O Consórcio renunciou ao direito de recorrer e efetuou o pagamento deste montante durante o prazo recursal de 10 dias, sendo a multa reduzida em 30%. Em 21 de setembro de 2012, o Consórcio do Campo de Frade pagou o total de R\$ 24.612.

A Empresa foi citada em duas ações cíveis públicas movidas pelo Ministério Público Federal de Campos dos Goytacazes alegando dano ambiental derivado do vazamento de óleo, cujo valor da causa era de R\$ 20 bilhões cada uma. Esta ação cível encontrava-se ante 1º Vara Federal do Rio de Janeiro. Ao final de 2012, a Empresa provisionou o valor de R\$ 95.000 referente às medidas preventivas e compensatórias do Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) e o mesmo foi aprovado e assinado em setembro de 2013 junto ao MPF, ANP e IBAMA. Tal acordo substitui as duas ações cíveis, que inicialmente haviam sido propostas pelo MPF.

No quarto trimestre de 2021 o saldo de TAC foi quitado, no valor de R\$ 15.249, correspondente a 100% de participação no campo de Frade, atualizados após a aquisição dos 30% restantes, conforme nota explicativa 9. Os saldos foram corrigidos monetariamente e tiveram atualização de R\$ 1.035 em 2021.

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Demais causas

Segundo os consultores jurídicos da Empresa, o risco de perda das demais causas é “possível” no montante de R\$ 797.831 (R\$ 760.837 em 31 de dezembro de 2020), sendo R\$ 396.579 de causas fiscais, R\$ 22.208 trabalhistas e R\$ 379.044 cíveis (R\$ 396.048, R\$ 15.289, e R\$ 349.501, respectivamente, em 31 de dezembro de 2020). As causas com valores mais relevantes são a da Federação dos Pescadores do Rio de Janeiro (“FEPERJ”), no montante de R\$ 352.209, 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 e que atualmente encontra-se em fase de conhecimento e a da Receita Federal, no montante de R\$ 196.424, referente ao auto de infração do preço de transferência sobre afretamentos pagos em 2010 e que encontra-se na esfera administrativa. Seguindo as práticas contábeis adotadas no Brasil e as IFRS a Administração decidiu não constituir provisão para contingências nestas causas possíveis e remotas de perda.

28. Eventos Subsequentes

28.1 Moeda funcional

A Administração da Empresa 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 Empresa 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 período.

Notas Explicativas às demonstrações financeiras

31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

28.2 Contratação de empréstimos

A Empresa contratou empréstimos em abril de 2022, para reforço do caixa, em virtude do desembolso de R\$ 1.453.475 (US\$ 293 milhões) na assinatura do contrato de Albacora Leste, conforme tabela abaixo:

Instituição	Montante	Prazo	Taxa	Pagamento de Juros
Itaú	US\$ 100 milhões	2 anos	4,65% a.a.	Semestrais
Safra	US\$ 35 milhões	2 anos	4,40% a.a.	No vencimento
Santander	US\$ 100 milhões	3 anos	4,90% a.a.	Trimestrais
ABC	US\$ 15 milhões	22 meses	4,48% a.a.	No vencimento
ABC	US\$ 15 milhões	23 meses	4,48% a.a.	No vencimento

28.3 Licença de Operação – Frade

Em 25 de abril de 2022, a Empresa divulgou fato relevante comunicando que foi concedido pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (“Ibama”) a Licença de Operação (LO) para a perfuração de novos poços no Campo de Frade. E desta forma, foi mobilizada a sonda Norbe VI, para que a Campanha de Revitalização de Frade possa ser iniciada.

28.4 Aquisição de participação no Campo de Albacora Leste

Em 27 de abril de 2022, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda da totalidade da participação (90%) na concessão do Campo de Albacora Leste (“Campo” ou “Albacora Leste”), localizada predominantemente em águas profundas na Bacia de Campos, para a Empresa.

28.5 Certificação de reservas

A Empresa concluiu em 29 de abril de 2022, através da certificadora internacional independente DeGolyer and MacNaughton, a reavaliação das reservas do Campo de Frade. Esta reavaliação apontou alterações nas reservas e vida útil do Campo e conseqüentemente, alteração nas alíquotas de depreciação e extensão dos prazos para cálculo da provisão para abandono.

No Campo de Frade, a reavaliação apontou aumento da vida útil do campo até o final de 2032, com reservas provadas desenvolvidas de aproximadamente 31 milhões de barris, incremento de aproximadamente 5 milhões de barris comparado com a última certificação.

28.6 Transformação da Empresa em sociedade anônima

Em 27 de maio de 2022, foi aprovada a transformação da Empresa em uma sociedade anônima de capital fechado e conseqüentemente a alteração da sua denominação social para “Petro Rio Jaguar Petróleo S.A.”.

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

28.7 Início da produção do poço ODP4

Em 11 de julho de 2022 foi divulgado o início da produção do poço 7-FR-54H-RJS (“ODP4”) no Campo de Frade, com produção inicial estabilizada de aproximadamente 15.000 barris de óleo por dia, dobrando a produção do Campo e aumentando a produção em 45%, para cerca de 48.500 barris de óleo por dia.

O poço ODP4, primeiro poço da Campanha de Revitalização de Frade, foi executado, incluindo a conexão submarina, resultando em uma redução de custo de 30% do valor orçado para a construção e conexão subsea do mesmo.

Devido ao menor custo e tempo de execução do poço ODP4, a Empresa decidiu antecipar a perfuração de um segundo poço produtor que estava prevista para a segunda fase da Campanha de Revitalização de Frade, o MUP3A. Este novo poço, embora tenha uma perspectiva de produção inferior aos demais (cerca de 3.500 barris de óleo por dia), também terá um CAPEX bastante inferior ao do poço ODP4, dado que utilizará a estrutura subsea e parte do poço MUP3 (atualmente sem produção).

Assim sendo, a primeira fase da Campanha de Revitalização de Frade passa a contar com 4 poços (2 produtores e 2 injetores) e o CAPEX associado à referida fase permanecerá nos mesmos valores previstos inicialmente pela Companhia.

28.8 Aprovação para a emissão de debêntures

No dia 20 de julho de 2022 foi aprovada a realização da 1ª (primeira) emissão de debêntures simples da Empresa, não conversíveis em ações, em 2 séries, da espécie quirografária, com garantia fidejussória adicional, no valor total de R\$ 2 bilhões na data de sua emissão, as quais serão objeto de oferta pública com esforços restritos de distribuição, nos termos da Instrução CVM 476, com garantia firme para a totalidade das Debêntures.

Adicionalmente, no dia 24 de agosto de 2022, foi concluída a liquidação da 1ª (primeira) emissão de debêntures simples da Empresa, não conversíveis em ações, em 2 (duas) séries, da espécie quirografária, com garantia fidejussória adicional, no valor total de R\$2.000.000.000,00 (dois bilhões de reais) na data de sua emissão (“Debêntures” e “Emissão”, respectivamente), a qual foi objeto de oferta pública com esforços restritos de distribuição, realizada nos termos da Instrução CVM 476 (“Oferta Restrita”), tendo sido (i) 1.500.000 (um milhão e quinhentas mil) Debêntures emitidas na Primeira Série, com vencimento em 15 de agosto de 2032 (“Debêntures da Primeira Série”); e (ii) 500.000 (quinhentas mil) Debêntures emitidas na Segunda Série, com vencimento em 15 de agosto de 2027 (“Debêntures da Segunda Série”).

Conforme definido no procedimento de coleta de intenções de investimento (“Procedimento de Bookbuilding”), as Debêntures da Primeira Série farão jus a uma remuneração equivalente a IPCA+ 7,41% (sete inteiros e quarenta e um centésimos por cento) ao ano, e as Debêntures da Segunda Série farão jus a uma remuneração equivalente a 100% (cem por cento) da Taxa DI, acrescido de spread (sobretaxa) de 2,05% (dois inteiros e cinco centésimos por cento) ao ano, conforme fórmulas descritas no

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

“Instrumento Particular de Escritura da 1ª (Primeira) Emissão de Debêntures Simples da Empresa, Não Conversíveis em Ações, em 2 (Duas) Séries, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional Fidejussória, para Distribuição Pública com Esforços Restritos, conforme aditado (“Escritura de Emissão”).

As Debêntures da Primeira Série contarão com o incentivo previsto no artigo 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, conforme alterada, tendo em vista o enquadramento do projeto de infraestrutura descrito na Escritura de Emissão como prioritário pelo Ministério de Minas e Energia, por meio da Portaria da Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia nº 53, datada de 27 de julho de 2022 e publicada no Diário Oficial da União em 29 de julho de 2022.

Além disso, a Empresa contratou instrumentos derivativos destinados a cobrir (hedge) exposições cambiais com relação à Emissão. Dessa forma, a Emissão em conjunto com os instrumentos derivativos resultarão em um custo médio dolarizado de 6,79% (seis inteiros e setenta e nove centésimos por cento) ao ano e *duration* acima de 5 (cinco) anos.

28.9 Conclusão da aquisição da sonda West Capricorn

A Empresa 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, completando os US\$ 40 milhões, valor total da sonda. Adicionalmente foram pagos US\$ 1.886 mil como reembolso das despesas 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.

28.10 Devolução do bloco Ceará

O Consórcio do Bloco Exploratório CE-M-715, na Bacia do Ceará, concluiu o processo de devolução da concessão junto à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A Empresa possuía 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 Empresa 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.

28.11 Início da produção do poço MUP3

Em 01 de agosto de 2022 foi divulgado o início da produção do poço 7-FR-55H-RJS (“MUP3A”) no Campo de Frade, com produção inicial média de aproximadamente 3.500 barris de óleo por dia ao longo da primeira semana, levando a produção atual da Empresa para 52.000 barris por dia.

O poço MUP3A, segundo poço do Plano de Revitalização de Frade, foi executado em 40 dias, a um custo de aproximadamente US\$ 22 milhões.

Notas Explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

O MUP3A utilizou a estrutura subsea e parte do poço MUP3, que estava sem produzir.

28.12 Aquisição dos 40% de Itaipu

Em 26 de setembro de 2022, a Empresa assinou contrato com a Total Energies E&P Brasil Ltda. para a aquisição da participação de 40% no Bloco BM-C-32 (“Campo de Itaipu” ou “Itaipu”).

Somada à parcela de 60% de Itaipu adquirida da BP Energy do Brasil Ltda. em 17 de junho de 2021, a participação da Empresa na concessão passará a ser de 100% quando concluída a transação, sujeita a condições precedentes.

O valor a ser pago é de US\$ 75.000 (setenta e cinco mil dólares) na conclusão da transação. E outros US\$ 26.925.000 (vinte e seis milhões e novecentos e vinte e cinco mil dólares) serão pagos após a definição do destino de Itaipu.

Itaipu é uma descoberta realizada em 2009 no Bloco BM-C-32, no pré-sal da bacia de Campos, onde foram perfurados 3 poços para avaliação do reservatório e realizado teste de formação no poço descobridor, mostrando boa produtividade e óleo leve de 31º API. O bloco se encontra adjacente ao cluster Parque das Baleias e próximo ao Campo de Wahoo, fica em águas profundas (1.300m) e a 120km da costa do Espírito Santo. Estudos preliminares realizados pela Empresa indicam que a acumulação é potencialmente compartilhada com a região sudeste do cluster adjacente.