

1. A companhia e suas operações

A Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, doravante denominada “Petrobras” ou “companhia”, é uma sociedade de economia mista, sob controle da União, com prazo de duração indeterminado, que se rege pelas normas de direito privado – em geral – e, especificamente, pela Lei das Sociedades por Ações (Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976), pelo Estatuto Jurídico das Estatais (Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016), pelo Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, e por seu Estatuto Social.

A companhia está listada no segmento especial de listagem do Nível 2 de Governança Corporativa da Brasil Bolsa Balcão – B3 e, portanto, a companhia, seus acionistas, inclusive o acionista controlador, administradores e membros do Conselho Fiscal sujeitam-se às disposições do Regulamento do Nível 2 da B3. Este Regulamento prevalecerá sobre as disposições estatutárias, nas hipóteses de prejuízo aos direitos dos destinatários das ofertas públicas previstas no Estatuto Social da companhia, exceto em determinados casos, em razão de norma específica. Em 13 de fevereiro de 2020, a companhia teve seu pedido de desvinculação do Programa Destaque em Governança de Estatais B3, solicitado em 29 de janeiro de 2020, autorizado.

A companhia tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, além das atividades vinculadas à energia, podendo promover a pesquisa, o desenvolvimento, a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização de todas as formas de energia, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins.

A Petrobras, diretamente ou por meio de suas subsidiárias integrais e de suas controladas, associada ou não a terceiros, poderá exercer no País ou fora do território nacional quaisquer das atividades integrantes de seu objeto social.

As atividades econômicas vinculadas ao seu objeto social serão desenvolvidas pela companhia, em caráter de livre competição com outras empresas, segundo as condições de mercado, observados os demais princípios e diretrizes da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97) e da Lei do Setor Elétrico (Lei nº 10.438/02). No entanto, a Petrobras poderá ter suas atividades, desde que consentâneas com seu objeto social, orientadas pela União, de modo a contribuir para o interesse público que justificou a sua criação, visando ao atendimento do objetivo da política energética nacional, quando:

I – estiver definida em lei ou regulamento, bem como prevista em contrato, convênio ou ajuste celebrado com o ente público competente para estabelecê-la, observada a ampla publicidade desses instrumentos; e

II – tiver seu custo e receitas discriminados e divulgados de forma transparente.

Nesse caso, o Comitê de Investimentos e o Comitê de Minoritários avaliarão e mensurarão a diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida pela companhia, de tal forma que a União compense, a cada exercício social, a diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida.

1.1. Destaques do exercício

Em um ano de restrições e incertezas impostas pela pandemia COVID-19, a rápida resposta da companhia com uma estratégia definida permitiu uma melhora no desempenho operacional e financeiro da empresa, com o aumento da produção de petróleo e gás natural e uma forte geração de caixa. As principais estratégias adotadas pela companhia estão apresentadas na nota explicativa 6.

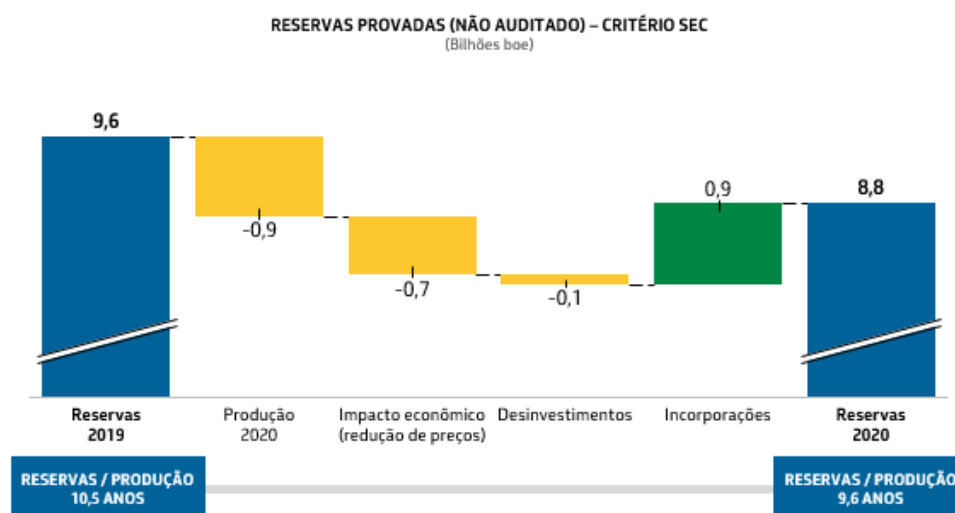
NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

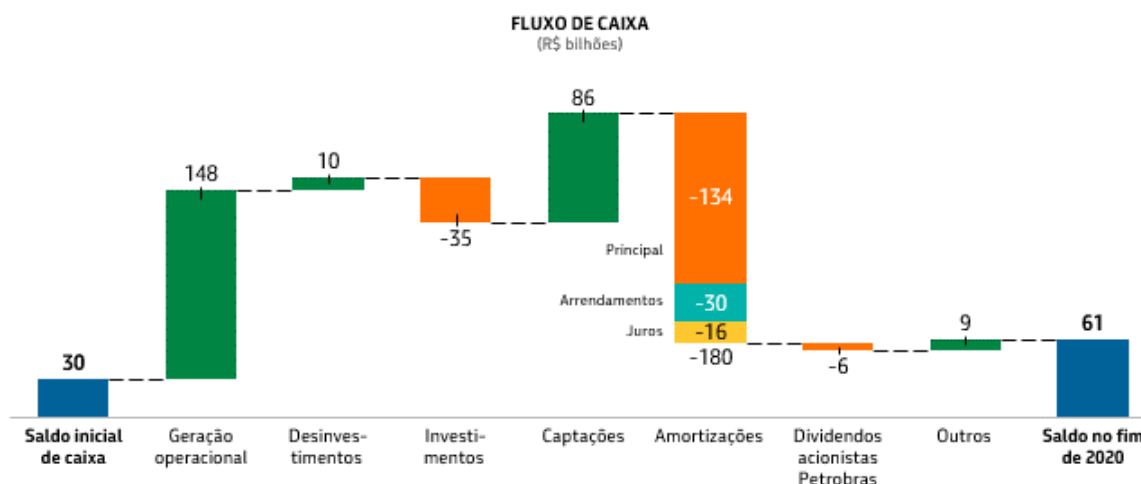
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

A produção de óleo e gás em 2020 foi de 2,84 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), com o pré-sal representando 66% do total (1,86 MMboed), o que resultou em recorde de produção anual. O desempenho refletiu, principalmente, a implantação de quatro plataformas instaladas no campo de Búzios, melhorias tecnológicas relativas a combate à corrosão e postergação de declínio de produção, bem como otimização de paradas de produção nas plataformas (nota explicativa 25). Em 2020, a companhia permaneceu sendo exportadora líquida de petróleo e derivados, com saldo de 743mil bpd.

Em 2020, foram incorporadas novas reservas em função da aprovação de novos projetos e do bom desempenho dos reservatórios, com destaque para o pré-sal da Bacia de Santos, resultando em uma apropriação equivalente a 101% da produção do ano. Esse efeito foi amortecido pelo impacto negativo advindo da redução de 32% do preço do petróleo em 2020. Dessa forma, desconsiderando o efeito dos ativos vendidos em 2020, a reposição de reservas ficou em 29% da produção desse ano. A venda de ativos em 2020 está alinhada à maximização de valor do portfólio, com foco em ativos de classe mundial em águas profundas e ultra-profundas, e o impacto não foi relevante no valor total das reservas. As reservas de 2020 ainda não consideram novos projetos a serem implantados em decorrência da aquisição do Excedente da Cessão Onerosa. Tais volumes serão incorporados após a assinatura dos acordos de coparticipação dos campos de Búzios e Itapu (Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural – não auditado).



O desempenho em 2020, alinhado ao nosso pilar de maximização de retorno sobre o capital empregado, resultou em uma grande geração operacional de caixa, com aumento significativo de exportações (nota explicativa 9) e de uma série de medidas para redução de gastos e preservação do caixa diante do cenário de incertezas, a fim de reforçar a solidez financeira e resiliência dos negócios da companhia, além de recebimentos pela venda de ativos e de participações. Tais recursos foram destinados à redução do endividamento bruto e à realização de investimentos.



NOTAS EXPLICATIVAS

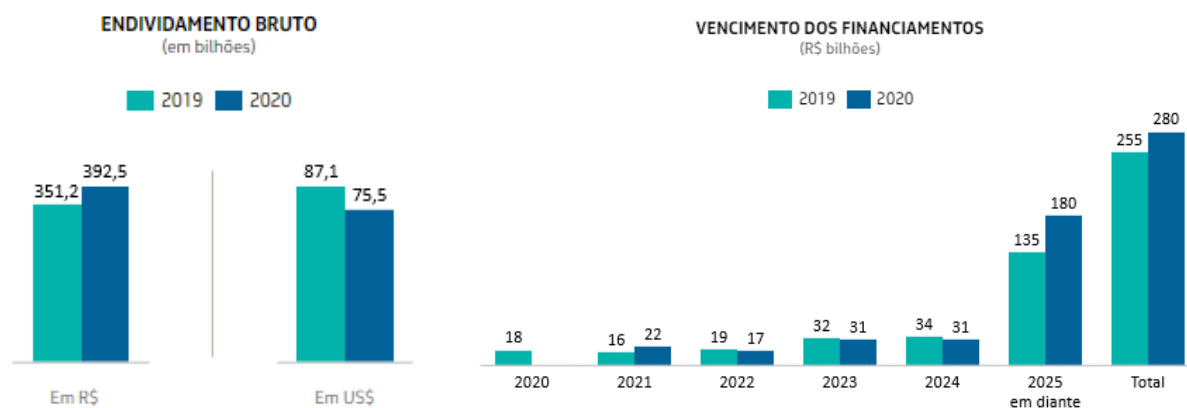
PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

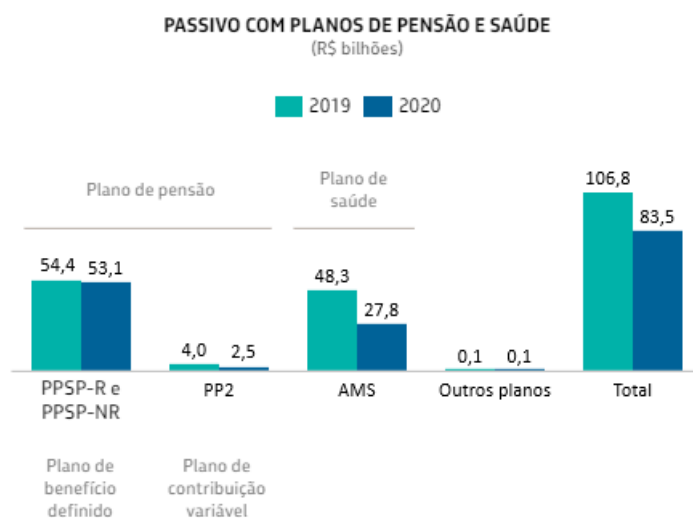
Na gestão de portfólio, destacaram-se as vendas das controladas Liquigás e Petrobras Oil & Gas B.V e dos campos em terra e em águas rasas (nota explicativa 32).

No decorrer de 2020, a companhia assinou Acordos de Equalização de Gastos e Volumes (AEGV) com seus parceiros nas jazidas de Tupi, Sépia, Atapu e Acordos de Individualização de Produção (AIP) para os campos de Berbigão, Sururu, Albacora Leste e outros, com impacto em outras receitas operacionais (nota explicativa 30).

Em relação à estrutura de capital, a companhia continuou priorizando a redução da dívida e a desalavancagem financeira, por meio de pré-pagamentos de financiamentos no país e no exterior no montante de R\$ 70 bilhões (nota explicativa 34). Houve queda do endividamento bruto (Financiamentos e Arrendamentos) convertidos para dólares.



No decorrer do ano, algumas ações fizeram parte do esforço de redução dos passivos dos planos de benefícios pós-emprego de pensão e saúde, com aprovações de novos planos de equacionamento, negociação de novas proporções de custeio do plano de saúde AMS, aprovação de um novo modelo de gestão para AMS por meio de uma associação e liquidação antecipada de Termo de Compromisso Financeiro – TCF (nota explicativa 19).



Os impactos da pandemia e a mudança de nossa visão de longo prazo dos preços do petróleo para US\$ 50/bbl geraram reconhecimento de perdas na recuperabilidade de ativos no 1º trimestre de 2020, parcialmente revertidas no 4º trimestre de 2020, considerando as premissas econômicas do Plano Estratégico 2021-2025, aprovado em novembro, bem como a gestão ativa de portfólio e as novas estimativas de volumes de reservas e de desmantelamento de áreas de produção, que embasaram os testes de recuperabilidade do exercício de 2020 (nota explicativa 27).

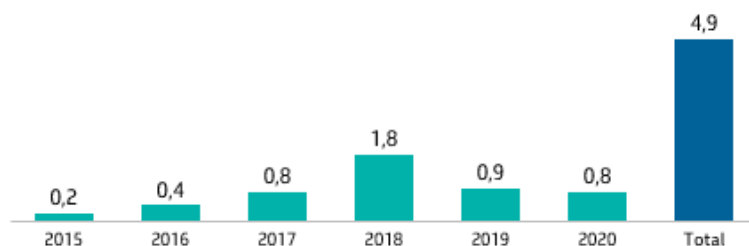
Em decorrência dos acordos de colaboração e leniência celebrados por outras empresas no âmbito da Operação Lava Jato, a companhia foi ressarcida em R\$ 797 ao longo de 2020 (nota explicativa 23).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

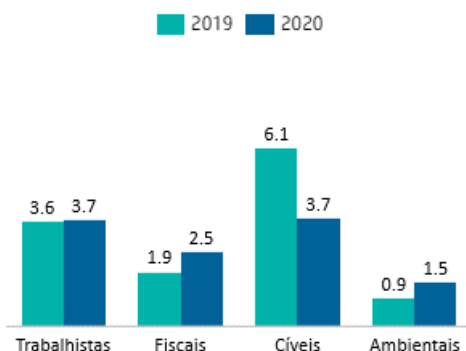
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

RESSARCIMENTO OPERAÇÃO LAVA JATO
(R\$ bilhões)

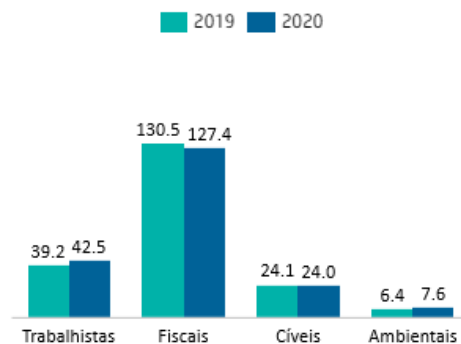


Ao longo do exercício de 2020, a Petrobras, através de sua estratégia de gestão ativa de seus passivos e considerando as especificidades de cada processo, bem como a análise da relação custo e benefício, aderiu a programas de anistias e de remissão estadual para pagamento à vista de débitos de ICMS, com benefício de redução média de 49% (nota explicativa 17.2), além de endereçar eventuais riscos futuros associados às matérias para as quais foram realizadas adesões (nota explicativa 20).

CONTINGÊNCIAS PROVISIONADAS (PROVÁVEL)
(R\$ bilhões)

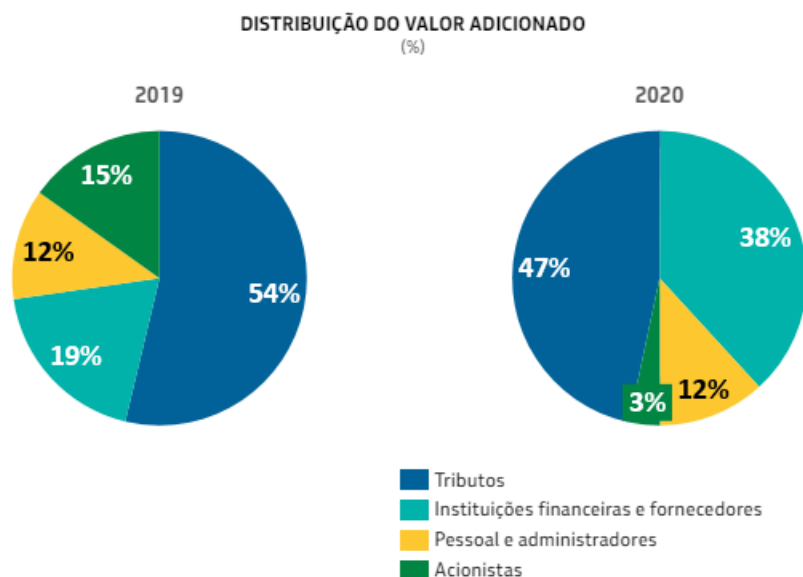


CONTINGÊNCIAS NÃO PROVISIONADAS (POSSÍVEL)
(R\$ bilhões)



Em 2020, a Petrobras e duas controladas obtiveram decisão judicial favorável e definitiva acerca da exclusão do ICMS da base de cálculo das contribuições do PIS e da Cofins, referente a pagamentos indevidos efetuados entre os meses de outubro de 2001 a agosto de 2020. A estimativa gerou reconhecimento de créditos de R\$ 17.588 no ativo circulante, ganho líquido no resultado de R\$ 11.608, e, em 2020, a companhia compensou parte desses créditos na liquidação de outros tributos federais, no valor de R\$ 10.372 (nota explicativa 17.1).

O valor adicionado da companhia resultou na seguinte distribuição:



Em outubro de 2020, foi aprovada a revisão da Política de Remuneração aos Acionistas com o objetivo de possibilitar que a Administração proponha o pagamento de dividendos compatíveis com a geração de caixa da companhia, desde que a sustentabilidade financeira da companhia seja preservada. Com essa mudança, a proposta para o exercício de 2020, no montante de R\$ 10.272 (R\$ 0,787446 por ação ordinária e preferencial) será encaminhada à Assembleia Geral Ordinária (AGO) de 2021 (nota explicativa 36), sendo R\$ 5.711 através da distribuição do lucro do exercício e R\$ 4.561 pela utilização de reservas de lucros.

Adicionalmente, nossas demonstrações financeiras em dólar norte-americano, que são convertidas com base no CPC 02 – “Efeitos das mudanças nas taxas de câmbio e conversão de demonstrações contábeis”, equivalente ao normativo contábil internacional IAS 21 – Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio, são também divulgadas e arquivadas. A tabela abaixo apresenta as principais informações em milhões de dólares:

	Consolidado	
	2020	2019
Receita de vendas	53.683	76.589
Lucro bruto	(29.195)	(45.732)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	(14.425)	(10.243)
Lucro (Prejuízo) do exercício - Acionistas da Petrobras	1.141	10.151
Caixa e equivalentes de caixa	11.711	7.372
Imobilizado	124.201	159.265
Financiamentos e Arrendamentos - Circulante e Não Circulante	75.538	87.121
Patrimônio líquido	59.876	74.215
Fluxo de caixa operacional	28.881	323
Fluxo de caixa de investimentos	(4.510)	(2.060)
Fluxo de caixa de financiamentos	(19.259)	(508)

2. Base de elaboração e apresentação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras consolidadas e individuais da Controladora foram preparadas de acordo com os *International Financial Reporting Standards (IFRS)* emitidos pelo *International Accounting Standards Board (IASB)* e também em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) que foram aprovadas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto quando de outra forma indicado. As principais práticas contábeis aplicadas na preparação das demonstrações financeiras estão apresentadas nas respectivas notas explicativas.

Na preparação dessas demonstrações financeiras, a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação das práticas contábeis e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas. As estimativas e julgamentos relevantes que requerem maior nível de julgamento e complexidade estão divulgados na nota explicativa 4.

Em julho de 2019, após a venda adicional de sua participação na Petrobras Distribuidora S/A (BR) por meio de uma oferta pública secundária de ações (*follow on*), a participação da Petrobras foi reduzida para 37,50% do capital social, deixando a BR de ser uma controlada da Petrobras. Esta operação se caracterizou como uma “operação descontinuada”. Assim, as demonstrações do resultado e dos fluxos de caixa consolidados, referentes ao período comparativo, apresentam os resultados e os fluxos de caixa das atividades operacionais, de investimento e de financiamento em linhas separadas, como resultado líquido de operações descontinuadas. As informações comparativas referentes às demais demonstrações não apresentam tal segregação, incluindo a demonstração do valor adicionado, cujos valores de 2019 foram reclassificados a fim de proporcionar melhor comparabilidade.

O Conselho de Administração da companhia, em reunião realizada em 24 de fevereiro de 2021, autorizou a divulgação dessas demonstrações financeiras.

2.1. Demonstração do valor adicionado

A legislação societária brasileira exige para as companhias abertas a elaboração da Demonstração do Valor Adicionado – DVA e sua divulgação como parte integrante do conjunto das demonstrações financeiras. Essas demonstrações foram preparadas de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, aprovado pela Deliberação CVM 557/08. O IFRS não exige a apresentação desta demonstração.

Esta demonstração tem como objetivo apresentar informações relativas à riqueza criada pela companhia e a forma como tais riquezas foram distribuídas.

2.2. Moeda funcional

A moeda funcional da Petrobras e de suas controladas no Brasil é o real, que é a moeda de seu principal ambiente econômico de operação. A moeda funcional das controladas diretas que atuam em ambiente econômico internacional é o dólar norte-americano.

As demonstrações do resultado e do fluxo de caixa das investidas, com moeda funcional distinta da Controladora, são convertidas para reais pela taxa de câmbio média mensal, os ativos e passivos são convertidos pela taxa final e os demais itens do patrimônio líquido são convertidos pela taxa histórica.

As variações cambiais sobre os investimentos em controladas e coligadas, com moeda funcional distinta da Controladora, são registradas no patrimônio líquido, como ajuste acumulado de conversão, sendo transferidas para o resultado quando da alienação dos investimentos.

2.3. Ordem de apresentação das notas explicativas

Conforme preconizado na Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro CPC 00 R2 (*Conceptual Framework*), as expectativas dos usuários das demonstrações financeiras quanto aos retornos da companhia dependem de sua avaliação do valor, da época e das perspectivas quanto aos fluxos de caixa líquidos futuros e de sua avaliação da gestão da administração sobre os recursos econômicos.

Dessa forma, a ordem das notas explicativas alinha as demonstrações financeiras à visão dos usuários, além de enfatizar a importância em termos de gestão estratégica da companhia.

Assim, após as notas explicativas que apresentam a companhia e suas operações bem como as notas explicativas relacionadas à estrutura conceitual aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras, inicia-se pela nota explicativa de Gestão de Capital, seguida das demais notas, obedecendo primariamente os grupamentos de atividades da demonstração do fluxo de caixa.

3. Sumário das principais práticas contábeis

As práticas contábeis da companhia são consistentes com as adotadas e divulgadas no exercício anterior. Para melhor compreensão da base de reconhecimento e mensuração aplicadas na preparação das demonstrações financeiras, essas práticas são apresentadas nas respectivas notas explicativas que tratam dos temas de suas aplicações.

4. Estimativas e julgamentos relevantes

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações que refletem no reconhecimento e mensuração de ativos, passivos, receitas e despesas. As premissas utilizadas são baseadas no histórico e outros fatores considerados relevantes, sendo revisadas periodicamente pela Administração. Os resultados reais podem diferir dos valores estimados. Os impactos da COVID-19 e da alteração no ambiente econômico foram considerados na preparação dessas demonstrações financeiras e os resultados da revisão dessas premissas, decorrentes da COVID-19, estão apresentados na nota explicativa 6.

A seguir são apresentadas informações sobre as estimativas que requerem elevado nível de julgamento ou complexidade em sua aplicação e que podem afetar materialmente a situação financeira e os resultados da companhia.

4.1. Reservas de petróleo e gás natural

As reservas de petróleo e gás natural são calculadas tendo por base informações econômicas, geológicas e de engenharia, como perfis de poço, dados de pressão e dados de amostras de fluidos. As reservas são utilizadas para o cálculo das taxas de depreciação/depleção/amortização no método de unidades produzidas, nos testes de recuperabilidade dos ativos (*impairment*), nos cálculos de provisões para desmantelamento de áreas e também estão relacionadas às exportações altamente prováveis que são objeto de *hedge* de fluxo de caixa.

A estimativa de reservas está sujeita a revisões, no mínimo anualmente, realizadas a partir de reavaliação de dados preexistentes e/ou novas informações disponíveis relacionadas à produção e geologia dos reservatórios, bem como alterações em preços e custos utilizados na estimativa. As revisões podem, também, resultar de alterações significativas na estratégia de desenvolvimento da companhia ou na capacidade de produção.

A companhia apura as reservas de acordo com os critérios SEC (Securities and Exchange Commission) e ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP/Society of Petroleum Engineers - SPE). As principais diferenças entre esses critérios estão associadas, principalmente, à utilização de diferentes premissas econômicas e à possibilidade de se considerar como reservas, no critério ANP/SPE, os volumes previstos de serem produzidos além do prazo contratual de concessão nos campos do Brasil, de acordo com o regulamento técnico de reservas da ANP.

De acordo com a definição estabelecida pela SEC, reservas provadas de petróleo e gás são as quantidades de petróleo e gás que, por meio da análise de dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza de serem economicamente viáveis a partir de uma determinada data, de reservatórios conhecidos, e sob condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental existentes. As reservas provadas são subdivididas em desenvolvidas e não desenvolvidas.

Reservas provadas desenvolvidas são aquelas às quais é possível esperar a recuperação: (i) por meio de poços, equipamentos e métodos operacionais existentes, ou nas quais o custo do equipamento necessário é relativamente pequeno quando comparado ao custo de um novo poço; ou (ii) por meio de equipamentos de extração e infraestrutura operacional instalados no momento da estimativa de reserva, caso a extração se dê por meios que não envolvam um poço.

Embora a companhia entenda que as reservas provadas serão produzidas, as quantidades e os prazos de recuperação podem ser afetados por diversos fatores, que incluem a conclusão de projetos de desenvolvimento, o desempenho dos reservatórios, aspectos regulatórios e alterações significativas nos níveis de preço de petróleo e gás natural no longo prazo.

Outras informações sobre reservas são apresentadas nas informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

a) Impacto das reservas de petróleo e gás natural na depreciação, depleção e amortização

As estimativas de volumes de reservas provadas utilizadas no cálculo das taxas de depreciação, depleção e amortização, no método de unidades produzidas, são elaboradas por profissionais especializados da companhia, de acordo com as definições estabelecidas pela SEC. Revisões das reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas impactam de forma prospectiva os valores da depreciação, depleção e amortização reconhecidos nos resultados e os valores contábeis dos ativos de petróleo e gás natural.

Dessa forma, mantidas as demais variáveis constantes, uma redução na estimativa de reservas provadas aumentaria, prospectivamente, o valor periódico de despesas com depreciação/depleção/amortização, enquanto um incremento das reservas resultaria, prospectivamente, em redução no valor periódico de despesas com depreciação/depleção/amortização.

Outras informações sobre depreciação e depleção são apresentadas na nota explicativa 25.

b) Impacto das reservas de petróleo e gás natural no teste de *impairment*

Para o cálculo do valor recuperável dos ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural, o valor em uso estimado baseia-se nas reservas provadas e reservas prováveis de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE.

Outras informações sobre teste de *impairment* são apresentadas na nota explicativa 27.

c) Impacto das reservas de petróleo e gás natural nas estimativas de custos com obrigações de desmantelamento de áreas

A estimativa do momento de realização dos custos com obrigações de desmantelamento de áreas é baseada no prazo de exaustão das reservas provadas de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE. Revisões nas estimativas de reservas que impliquem em mudanças no prazo de exaustão podem afetar a provisão para desmantelamento de áreas.

d) Impacto nas exportações altamente prováveis que são objeto de *hedge* de fluxo de caixa

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no Plano Estratégico e alterações na previsão de produção de petróleo e gás podem impactar as expectativas em relação às exportações futuras e, consequentemente, as designações de relações de *hedge*.

4.2. Premissas para testes de recuperabilidade de ativos (*Impairment*)

Os testes de *impairment* envolvem incertezas relacionadas principalmente às premissas-chave: preço médio do *Brent* e taxa média de câmbio (Real/Dólar), cujas estimativas são relevantes para praticamente todos os segmentos de negócio da companhia. Um número significativo de variáveis interdependentes para determinação do valor em uso, cuja aplicação nos testes de *impairment* envolve um alto grau de complexidade, deriva destas estimativas.

Os mercados de petróleo e gás natural têm um histórico de volatilidade de preços significativa e, embora, ocasionalmente, possa haver quedas expressivas, os preços, a longo prazo, tendem a continuar sendo ditados pela oferta de mercado e fundamentos de demanda.

As projeções relacionadas às premissas-chave derivam do Plano Estratégico e são consistentes com evidências de mercado, tais como previsões macroeconômicas independentes, análises da indústria e de especialistas. Também são efetuados testes estatísticos, como *backtesting* e *feedback*, para aprimorar continuamente as técnicas de previsão da companhia.

O modelo de previsão de preços da companhia é baseado em uma relação não linear entre as variáveis que visam representar os fundamentos de oferta e demanda do mercado. Este modelo também considera o impacto das decisões da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), custos da indústria, capacidade ociosa, produção de óleo e gás prevista por firmas especializadas e a relação entre o preço do petróleo e a taxa de câmbio do dólar norte-americano.

O processo de elaboração das projeções de câmbio é baseado em modelos econométricos que utilizam como variáveis explicativas a tendência de longo prazo envolvendo principalmente dados observáveis, tais como preços de commodities, o risco país, a taxa de juros americana e o valor do Dólar em relação a uma cesta de moedas (Indicador Dólar Índice).

Mudanças no ambiente econômico podem gerar alterações de premissas e, conseqüentemente, o reconhecimento de perdas por desvalorização (ou reversões de perda) em certos ativos ou UGCs, uma vez que, por exemplo, o preço do *Brent* impacta diretamente as receitas de vendas e margens de refino da companhia, enquanto a taxa de câmbio do Dólar norte-americano frente ao Real impacta essencialmente os investimentos e despesas operacionais.

Mudanças no ambiente econômico e político podem também resultar em projeções de risco-país mais altas ocasionando elevação nas taxas de desconto usadas nos testes de *impairment*.

Reduções nos preços futuros de petróleo e gás natural, que sejam consideradas tendência de longo prazo, bem como efeitos negativos decorrentes de mudanças significativas no volume de reservas, na curva de produção esperada, nos custos de extração ou nas taxas de desconto, bem como decisões sobre investimentos que resultam no adiamento ou interrupção de projetos podem ser indícios da necessidade de realização de testes de recuperabilidade dos ativos.

O valor recuperável de determinados ativos pode não exceder substancialmente seus valores contábeis e, por esta razão, é razoavelmente possível que perdas por desvalorização sejam reconhecidas nestes ativos nos próximos anos devido à observação de uma realidade distinta em relação às premissas assumidas, conforme nota explicativa 27.

4.3. Definição das unidades geradoras de caixa para testes de recuperabilidade de ativos (*Impairment*)

Esta definição envolve julgamentos e avaliação por parte da Administração, com base em seu modelo de negócio e gestão. Alterações nas UGCs podem acontecer em função de revisão de fatores de investimentos, estratégicos ou operacionais que podem resultar em alterações nas interdependências entre ativos e, conseqüentemente, na agregação ou desagregação de ativos que faziam parte de determinadas UGCs, podendo ocasionar perdas ou reversões adicionais na recuperação de ativos. O nível de desagregação de ativos em UGCs pode chegar até o limite dos ativos serem testados individualmente. As definições adotadas são as seguintes:

- a) UGCs do segmento de E&P:

- i. Campo ou polo de produção de petróleo e gás: composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção de um campo ou de um polo (conjunto de dois ou mais campos) no Brasil ou no exterior. Em 31 de dezembro de 2020, as UGCs do segmento de Exploração e Produção no Brasil somavam 132 campos e 30 polos. Alterações nas UGCs do segmento de E&P estão apresentadas na nota explicativa 27.

As sondas de perfuração não estão associadas a nenhuma UGC e são testadas individualmente para fins de recuperabilidade.

b) UGCs do segmento de RTC:

- i. UGC Abastecimento: conjunto de ativos que compõe as refinarias, terminais e dutos, bem como os ativos logísticos operados pela Transpetro, com a operação combinada e centralizada dos ativos logísticos e de refino, tendo como objetivo comum o atendimento do mercado ao menor custo global e, sobretudo, a preservação do valor estratégico do conjunto de ativos no longo prazo. O planejamento operacional é feito de forma centralizada e os ativos não são geridos, medidos ou avaliados pelo seu resultado econômico-financeiro individual isolado. As refinarias não têm autonomia para escolher o petróleo a ser processado, o *mix* de derivados a produzir, os mercados para onde destiná-los, que parcela será exportada, que intermediários serão recebidos e os preços de vendas dos produtos. As decisões operacionais são analisadas por meio de um modelo integrado de planejamento operacional para o atendimento do mercado, considerando todas as opções de produção, importação, exportação, logística e estoques e buscando maximizar o desempenho global da companhia. A decisão sobre novos investimentos não se baseia na avaliação individual do ativo onde o projeto será instalado, mas sim no resultado adicional para a UGC como um todo. O modelo que suporta todo o planejamento, usado nos estudos de viabilidade técnica e econômica de novos investimentos em refino e logística, busca alocar um determinado tipo petróleo, ou *mix* de derivados, definir o atendimento de mercados (área de influência), objetivando os melhores resultados para o sistema integrado. Os dutos e terminais são partes complementares e interdependentes dos ativos de refino, com o objetivo comum de atendimento ao mercado;
 - ii. UGC Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj): ativos referentes ao trem 1 do Comperj. Encontra-se em construção apenas o módulo de utilidades, infraestrutura necessária para atendimento à UPGN do projeto integrado rota 3. Os ativos são testados isoladamente.
 - iii. UGC 2º trem de refino RNEST: ativos do segundo trem de refino da Refinaria Abreu e Lima e da infraestrutura associada, testados isoladamente.
 - iv. UGC Transporte: ativos da frota de navios da Transpetro. Em 2020 houve a exclusão dos navios Cartola e Ataulfo Alves da UGC em função do encerramento de suas operações. Esses navios passaram a ser testados isoladamente;
 - v. UGC PANAMAX: navios em construção da classe PANAMAX (EI-512, EI-513 e EI-514);
 - vi. UGC Comboios-Hidrovia: conjunto de embarcações (comboios) em construção do projeto Hidrovia (transporte de etanol ao longo do Rio Tietê);
 - vii. UGC SIX: planta de processamento de xisto; e
 - viii. Demais UGCs: ativos no exterior avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.
- c) UGCs do segmento de Gás e Energia:
- i. UGC Gás Natural: conjunto de ativos que compõe a malha comercial do gás natural (gasodutos) e as unidades de processamento de gás natural (UPGN), consolidando os segmentos de compra, transporte e tratamento do gás natural, de modo a viabilizar a comercialização de gás natural e seus líquidos (GLP, LGN e

ETANO). Durante 2020, a administração decidiu pela paralisação das operações da UPGN Atalaia, que passa a ser testada isoladamente.

- ii. UGCs Unidades de Fertilizantes Nitrogenados: as fábricas de fertilizantes e nitrogenados, testadas isoladamente.
 - iii. UGC Energia: conjunto de ativos que compõe o portfólio de usinas termoeletricas (UTE).
 - iv. UGC Termocamaçari: ativos da UTE Termocamaçari, testadas isoladamente em função da falta de perspectiva de operação futura.
 - v. Demais UGCs: ativos no exterior avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.
- d) UGCs do negócio de Biocombustível
- i. UGC Biodiesel: conjunto de ativos que compõe as usinas de biodiesel. A definição da UGC, com avaliação conjunta das usinas, reflete o processo de planejamento e realização da produção, considerando as condições do mercado nacional e a capacidade de fornecimentos de cada usina, assim como os resultados alcançados nos leilões e a oferta de matéria-prima; e
 - ii. UGC Quixadá: Usina de Biodiesel Quixadá-CE, testada isoladamente em função da decisão pelo encerramento de suas operações.

Outras informações sobre redução ao valor recuperável de ativos são apresentadas na nota explicativa 27.

4.4. Benefícios de pensão e outros benefícios pós-emprego

Os compromissos atuariais e os custos com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica dependem de uma série de premissas econômicas e demográficas, dentre as principais utilizadas estão:

- Taxa de desconto - compreende a curva de inflação projetada com base no mercado mais juros reais apurados por meio de uma taxa equivalente que conjuga o perfil de maturidade das obrigações de pensão e saúde com a curva futura de retorno dos títulos de mais longo prazo do governo brasileiro; e
- Taxa de variação de custos médicos e hospitalares - premissa representada pela projeção de taxa de crescimento dos custos médicos e hospitalares, baseada no histórico de desembolsos para cada indivíduo (*per capita*) da companhia nos últimos cinco anos, que se iguala à taxa da inflação geral da economia no prazo de 30 anos.

Essas e outras estimativas são revisadas, anualmente, e podem divergir dos resultados reais devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas, além do comportamento das premissas atuariais.

A análise de sensibilidade das taxas de desconto e de variação de custos médicos e hospitalares, assim como informações adicionais das premissas estão divulgadas na nota explicativa 19.

4.5. Estimativas relacionadas a processos judiciais e contingências

A companhia é parte em arbitragens, processos judiciais e administrativos envolvendo questões cíveis, fiscais, trabalhistas e ambientais decorrentes do curso normal de suas operações e utiliza-se de estimativas para reconhecer os valores e a probabilidade de saída de recursos com base em pareceres e avaliações técnicas de seus assessores jurídicos e nos julgamentos da Administração.

Essas estimativas são realizadas de forma individualizada ou por agrupamento de casos com teses semelhantes e essencialmente levam em consideração fatores como a análise dos pedidos realizados pelos autores, robustez das provas existentes, precedentes jurisprudenciais de casos semelhantes e doutrina sobre o tema. Especificamente para ações trabalhistas de terceirizados, a companhia estima a perda esperada através de um procedimento estatístico em virtude do volume de ações com características similares.

Decisões arbitrais, judiciais e administrativas em ações contra a companhia, nova jurisprudência e alterações no conjunto de provas existentes podem resultar na alteração na probabilidade de saída de recursos e suas mensurações mediante análise de seus fundamentos.

Informações sobre processos provisionados e contingências são apresentadas na nota explicativa 20.

4.6. Estimativas de custos com obrigações de desmantelamento de áreas

A companhia tem obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações, sendo estas últimas as mais significativas. As estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são realizadas com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados. Essas obrigações são reconhecidas a valor presente, utilizando-se uma taxa de desconto livre de risco, ajustada ao risco de crédito da companhia. Em função dos longos períodos até a data de abandono, variações na taxa de desconto, por menor que sejam, podem ocasionar grandes variações no valor reconhecido.

Os cálculos das referidas estimativas são complexos e envolvem julgamentos significativos, uma vez que: i) as obrigações ocorrerão no longo prazo; ii) que os contratos e regulamentações possuem descrições subjetivas das práticas de remoção e restauração e dos critérios a serem atendidos quando do momento da remoção e restauração efetivas; e iii) que as tecnologias e custos de remoção de ativos sofrem alterações constantemente, juntamente com as regulamentações ambientais e de segurança.

A companhia está constantemente conduzindo estudos para incorporar tecnologias e procedimentos de modo a otimizar as operações de abandono, considerando as melhores práticas da indústria. Contudo, os prazos e os valores dos fluxos de caixa futuros estão sujeitos a incertezas significativas.

Outras informações sobre desmantelamento de áreas são apresentadas na nota explicativa 21.

4.7. Tributos diferidos sobre o lucro

A companhia realiza julgamentos para determinar o reconhecimento e o valor dos tributos diferidos nas demonstrações financeiras. Os ativos fiscais diferidos são reconhecidos se for provável a existência de lucros tributáveis futuros. A determinação do reconhecimento de ativos fiscais diferidos requer a utilização de estimativas contidas no Plano Estratégico para o Grupo Petrobras, que anualmente é aprovado pelo Conselho de Administração. Esse plano contém as principais premissas que suportam a mensuração dos lucros tributáveis futuros que são: i) preço do petróleo do tipo *brent*; ii) taxa de câmbio; iii) resultado financeiro líquido.

A movimentação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido diferidos estão apresentados na nota explicativa 17.

4.8. Contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa de exportação

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no Plano Estratégico corrente, representando uma parcela dos valores projetados para a receita de exportação. O valor estimado como altamente provável é obtido considerando-se a incerteza futura acerca do preço do petróleo, produção de óleo e demanda por produtos em um modelo de otimização das operações e investimentos da companhia, além de respeitar o perfil histórico de volume exportado em relação à produção total de óleo. Os valores das exportações futuras são recalculados a cada alteração de premissa na projeção do Plano Estratégico (PE). A metodologia utilizada para seu cálculo e os seus respectivos parâmetros são reavaliados pelo menos uma vez ao ano.

Outras informações e análises de sensibilidades da contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa de exportação são divulgadas na nota explicativa 38.

4.9. Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente

Como descrito na nota explicativa 23, a companhia desenvolveu uma metodologia e realizou baixas contábeis de R\$ 6.194 no terceiro trimestre de 2014, referentes a custos capitalizados representando montantes pagos na aquisição de imobilizado em anos anteriores.

A companhia continua acompanhando os resultados das investigações em andamento e a disponibilização de outras informações relativas ao esquema de pagamentos indevidos. Não foram identificadas na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2020 novas informações que indiquem a possibilidade de uma mudança material no montante baixado.

4.10. Perdas de crédito esperadas

A provisão de perdas de crédito esperadas (PCE) para ativos financeiros se baseia em premissas de risco de default, determinação da ocorrência ou não de aumento significativo no risco de crédito, fator de recuperação, entre outras. Para tal, a companhia utiliza julgamentos nessas premissas, além de informações sobre atrasos nos pagamentos e avaliações do instrumento financeiro com base em classificações externas de riscos e metodologias internas de avaliação.

4.11. Arrendamentos

A companhia utiliza taxas incrementais sobre empréstimos da companhia para descontar os fluxos de caixa dos pagamentos de arrendamentos, cujas taxas implícitas não podem ser determinadas imediatamente. As taxas incrementais são estimadas a partir das taxas de captação corporativa (obtidas pelos rendimentos – *yields* – de títulos emitidos pela Petrobras), que levam em conta a taxa livre de risco e o prêmio de risco de crédito da companhia, ajustadas para refletir ainda as condições e características específicas do arrendamento, como o risco do ambiente econômico do país, o impacto das garantias, a moeda, *duration* do respectivo fluxo de pagamento e a data de início de cada contrato.

4.12. Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

As incertezas sobre tratamento de tributos sobre o lucro representam os riscos de que a autoridade fiscal não aceite um determinado tratamento tributário aplicado pela companhia. A companhia estima a probabilidade de aceitação do tratamento fiscal incerto pela autoridade fiscal com base em avaliações técnicas de seus assessores jurídicos, considerando precedentes jurisprudenciais aplicáveis a legislação tributária vigente, que podem ser impactados principalmente por mudanças nas regras fiscais ou decisões judiciais que alterem a análise dos fundamentos da incerteza.

5. Novas normas e interpretações

5.1. International Accounting Standards Board (IASB)

Os principais normativos emitidos pelo IASB que ainda não entraram em vigor e não tiveram adoção antecipada pela companhia até 31 de dezembro de 2020.

Norma	Descrição	Data de vigência
<i>Interest Rate Benchmark Reform – Phase 2. Amendments to IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 and IFRS 16.</i>	As alterações normativas estão relacionadas à reforma das taxas de juros referenciais (IBOR) resultante das recomendações estabelecidas no relatório do Financial Stability Board (FSB). As emendas estabelecem novos requerimentos sobre: base para determinação dos fluxos de caixa contratuais dos ativos e passivos financeiros mensurados ao custo amortizado no escopo do IFRS 9, passivos de arrendamento; contabilidade de hedge; e divulgações.	1º de janeiro de 2021, aplicação retrospectiva com determinadas exceções
<i>Annual Improvements to IFRS® Standards 2018–2020.</i>	As emendas alteram requerimentos relacionados a: controlada como adotante inicial dos IFRS (IFRS 1-First-time Adoption of International Financial Reporting Standards); taxas a serem consideradas para avaliar o desreconhecimento de um passivo financeiro (IFRS 9-Financial Instruments); e fluxos de caixa para tributação ao mensurar o valor justo (IAS 41-Agriculture). Adicionalmente, as emendas alteram determinado exemplo ilustrativo contido no IFRS 16-Leases.	1º de janeiro de 2022, aplicação prospectiva.
<i>Reference to the Conceptual Framework – Amendments to IFRS 3</i>	As emendas atualizam determinada referência no IFRS 3 à estrutura conceitual mais recente, bem como inclui requerimentos adicionais relativos a obrigações no escopo dos pronunciamentos IAS 37 – Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets e IFRIC 21-Levies. Adicionalmente, as emendas orientam que o comprador não deve reconhecer ativos contingentes adquiridos em uma combinação de negócios.	1º de janeiro de 2022, aplicação prospectiva.
<i>Onerous Contracts—Cost of Fulfilling a Contract – Amendments to IAS 37</i>	Estabelece alterações no IAS 37-Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets para esclarecer o que compreende os custos de cumprimento de um contrato para avaliar se um contrato é oneroso.	1º de janeiro de 2022.
<i>Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use – Amendments to IAS 16</i>	As alterações no IAS 16-Property, Plant and Equipment proíbem deduzir do custo do imobilizado valores recebidos pela venda de itens produzidos antes da colocação do ativo no local e condição necessárias para o mesmo ser capaz de funcionar da forma pretendida pela administração	1º de janeiro de 2022, aplicação retrospectiva com determinadas exceções.
<i>Classification of Liabilities as Current or Non-current – Amendments to IAS 1</i>	As emendas no IAS 1-Presentation of Financial estabelecem requerimentos para classificação de um passivo como circulante ou não circulante.	1º de janeiro de 2023, aplicação retrospectiva.
<i>IFRS 17 – Insurance Contracts e Amendments to IFRS 17 Insurance Contracts</i>	O IFRS 17 substitui o IFRS 4-Insurance Contracts e estabelece os requisitos que devem ser aplicados no reconhecimento e divulgação relacionados aos contratos de seguro e de resseguro.	1º de janeiro de 2023, aplicação retrospectiva, com determinadas exceções.

A Petrobras e suas subsidiárias possuem dívidas indexadas à Libor, cujo valor corresponde a aproximadamente 32% do seu endividamento financeiro total.

Com o intuito de estar preparada para a transição das IBORs, a companhia está monitorando os pronunciamentos das autoridades, bem como as medidas que vêm sendo adotadas, visando à adaptação dos diversos instrumentos financeiros aos novos *benchmarks*.

Desta forma, a Petrobras se antecipa às mudanças regulatórias e dos mercados financeiros, além de se preparar para realização dos eventuais ajustes em contratos, processos e sistemas que venham a ser necessários.

Quanto às emendas e normativo listados acima, que entrarão em vigor a partir de 1º de janeiro de 2022, a companhia está avaliando os efeitos da aplicação inicial em suas demonstrações contábeis consolidadas.

5.2. Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC)

O CPC emite pronunciamentos e interpretações tidos como análogos às IFRS, emitidas pelo IASB. As emendas das IFRS contidas no item 5.1 não foram emitidas pelo CPC até 31 de dezembro de 2020.

6. Contexto, ações de resiliência e impactos causados pela COVID-19

6.1. Contexto

Em janeiro de 2020, a China reportou ter identificado uma nova variante do coronavírus, COVID-19, que estaria se disseminando de forma rápida em sua população. Em 11 de março de 2020, foi declarada pela Organização Mundial da Saúde (OMS) que a COVID-19 tratava-se de uma pandemia. As medidas de isolamento social decorrentes dessa pandemia afetaram o ambiente econômico global, reduzindo a demanda por petróleo e seus derivados e provocando um choque no setor de petróleo e gás.

No início de abril, os países membros e não membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo e seus aliados (OPEP+) anunciaram novo acordo pelo qual a produção combinada dos participantes seria reduzida em 9,7 MM bpd (barris de petróleo dia) para os meses de maio e junho, após os preços do petróleo, em março e abril, apresentarem uma forte redução nas cotações, atingindo o menor preço do ano em meados de abril (US\$ 19,33/bpd). Em julho de 2020, em nova reunião, a OPEP decidiu não alterar o cronograma planejado para implementação dos cortes combinados de produção, mantendo para julho a redução de 9,7 MM bpd e 7,7 MM bpd a partir de agosto, permanecendo neste nível até dezembro de 2020. Em 3 de dezembro de 2020, a entidade decidiu que os países integrantes da organização aumentem a sua produção em 500 mil barris por dia ao mês a partir de janeiro de 2021. Além disso, poderão ocorrer aumentos sucessivos e graduais de produção de petróleo nos meses posteriores. Com o novo acordo, o corte de produção será de 7,2 milhões de bpd a partir de janeiro de 2021.

A adversidade no cenário global fez com que a companhia revisasse sua métrica de topo de endividamento constante no Plano Estratégico 2020-2024, substituindo o indicador de dívida líquida/EBITDA pelo indicador de dívida bruta. A meta aprovada de dívida bruta para 2020 foi de US\$ 87 bilhões, mesmo patamar de fechamento de 2019, sendo superada no terceiro trimestre de 2020, principalmente pelo pré-pagamento de empréstimos e recompra de títulos no mercado de capitais internacional.

Ciente da crise mundial, a companhia revisou também algumas premissas-chave como preço, câmbio e demanda, por que os cenários de planejamento de curto, médio e longo prazos para essas premissas não estavam mais compatíveis com aquelas aprovadas no Plano Estratégico 2020-2024, refletindo diretamente nas demonstrações contábeis do primeiro trimestre de 2020.

O monitoramento regular das projeções das suas premissas de preço de referência ao longo de 2020, frente aos preços realizados e o ambiente externo, sinalizou mudanças nas condições do mercado, como a recuperação do preço do petróleo Brent e a desvalorização do Real frente ao Dólar, levando à companhia a incorporar no seu Plano Estratégico 2021-2025, aprovado em novembro de 2020, uma revisão da trajetória de curto e médio prazos, mas mantendo a convergência do preço do petróleo Brent para US\$ 50 por barril no longo prazo, tal como as projeções praticadas para a elaboração das demonstrações financeiras dos primeiros três trimestres de 2020

6.2. Ações de resiliência

A companhia, alinhada às recomendações da OMS e do Ministério da Saúde, anunciou providências para preservar a saúde de seus colaboradores e apoiar na prevenção ao contágio em suas áreas operacionais e administrativas que incluem o trabalho em *home office*, para todas as atividades que podem ser realizadas de forma remota, alteração temporária dos turnos de trabalho nas operações presenciais visando reduzir o número de profissionais circulando, rigorosa higienização dos locais de trabalho, distribuição de máscaras de proteção facial, testagem maciça, rastreamento de casos suspeitos e confirmados, isolamento pré-embarque, monitoramento de saúde pré-embarque e antes do início dos turnos, avaliação de saúde com medição de temperatura corporal e testagem no pré-embarque para as plataformas de petróleo e, periodicamente, nas unidades de terra, além de acompanhamento de saúde, acesso a serviços de telemedicina para empregados, avaliação contínua de riscos e cooperação com a sociedade.

As autoridades governamentais brasileiras, por sua vez, implementaram uma série de medidas para fazer frente aos efeitos econômicos colaterais impostos pela atual pandemia com destaque para: Federal - (i) PIS e Cofins e INSS-Contribuição Patronal - os valores devidos das competências de março a maio de 2020 foram diferidos para recolhimento em agosto, outubro e novembro de 2020, respectivamente; (ii) FGTS - o recolhimento das competências de março a maio foi diferido em seis parcelas iguais a pagar de julho a dezembro de 2020; (iii) Sistema S - redução de 50% da alíquota para as competências de abril a junho de 2020 e (iv) IOF Crédito - redução de 3% para zero nas operações realizadas entre abril e novembro e 2ª quinzena de dezembro de 2020; e Estadual (Pernambuco) - (v) ICMS Importação de Combustível (período de abril a dezembro de 2020) - postergação do prazo de recolhimento em até 30 dias.

Como resultado da redução abrupta dos preços e da demanda de petróleo e combustíveis, a companhia adotou uma série de medidas visando reduzir custos, postergar desembolso de caixa e otimizar seu capital de giro, com objetivo de reforçar sua solidez financeira e resiliência dos seus negócios. As principais medidas estão relacionadas a seguir:

- desembolso de linhas de crédito compromissadas (*Revolving Credit Lines*) no montante total de US\$ 8 bilhões, bem como de duas novas linhas de R\$ 3,5 bilhões. No terceiro trimestre de 2020, houve o pré-pagamento total das linhas de crédito compromissadas no exterior no montante de US\$ 7,6 bilhões (nota explicativa 34). Com o pré-pagamento esses recursos ficaram disponíveis para novos saques;
- postergação do pagamento dos dividendos remanescentes, apurados com base no resultado anual de 2019, pagos em 15 de dezembro de 2020, atualizados pela SELIC;
- postergação de depósitos judiciais para 2021, em especial de natureza tributária;
- redução e postergação de gastos com recursos humanos, com destaque para: (i) adiamento do pagamento do Programa de Prêmio por Performance 2019 cujo pagamento ocorreu em dezembro de 2020; (ii) postergação do pagamento de 30% da remuneração mensal total de abril a junho de 2020 do Conselho de Administração, Presidente, Diretores, Gerentes Executivos e Gerentes Gerais e entre 10% a 30%, da remuneração mensal de demais empregados com função gratificada. Essas remunerações foram pagas em setembro de 2020; e (iii) mudança temporária de regimes de turno e de sobreaviso para regime administrativo até 31 de dezembro de 2020, sendo reavaliadas mensalmente ou em data anterior conforme o retorno ao trabalho operacional;
- redução dos investimentos programados para 2020 de US\$ 12 bilhões para US\$ 8,1 bilhões, em função principalmente de postergações de atividades exploratórias de interligação de poços, e construção de facilidades de produção e refino e da desvalorização do Real frente ao dólar norte-americano;

- redução de 200 mil bpd (barris de petróleo dia) da produção de óleo a partir de abril de 2020 (já incluída a redução de 100 mil bpd ocorrida no final de março de 2020) e redução do fator de utilização de nossas refinarias de 79% para 60%, que contribuíram para a manutenção de folga razoável na capacidade de estocagem, evitando consequentemente a adoção de medidas custosas como o afretamento de navios para armazenar líquidos. Contudo, com a evolução da demanda por nossos produtos se mostrando melhor do que o esperado, optou-se pelo retorno gradual ao patamar de produção acompanhado do aumento do fator de utilização da capacidade do refino;
- redução dos gastos operacionais com uma diminuição adicional de US\$ 2 bilhões, destacando: (i) hibernação das plataformas em operação em campos de águas rasas, com custo de extração por barril mais elevado, que em virtude da queda dos preços do petróleo passaram a ter fluxo de caixa negativo; (ii) menores gastos com intervenções em poços e otimização da logística de produção; e (iii) postergação de novas contratações relevantes pelo prazo de 90 dias, no período de abril a junho de 2020;
- esforços de negociação com os fornecedores resultaram em uma postergação de desembolsos e reduções na ordem de R\$ 7,3 bilhões em 2020, incluindo cancelamentos de contratos/pedidos, redução de escopo e redução de preços. Os pagamentos diferidos serão pagos ao longo de 2021 e poderão incluir encargos financeiros, conforme negociações individuais com os fornecedores;

Em função da redução estrutural da demanda de gás natural em todo mercado brasileiro decorrente da pandemia e a consequente declaração de Força Maior de seus clientes (distribuidoras locais de gás natural), a Petrobras notificou Declaração de Força Maior nos contratos de compra de gás natural relativo ao Campo de Manati (GSA) e de compra de gás natural importado boliviano com a YPFB (GSA Bolívia), conforme previsão contratual. Com isso, a companhia mitigou os efeitos da Força Maior neste contrato (GSA) e reduziu potenciais controvérsias, bem como evitou pagamentos relativos à obrigação de *take-or-pay*. A partir de setembro de 2020, com a retomada do consumo no mercado não termelétrico, para os contratos que não mais se verificavam os requisitos legais e contratuais para a caracterização da Força Maior, foram retomadas suas condições normais de fornecimento;

Apesar do contexto desafiador imposto pela COVID-19, a companhia alcançou os seguintes resultados no exercício findo em 31 de dezembro de 2020: (i) aumento na produção média de óleo, LGN e gás natural; (ii) atingimento de recordes de produção mensal em Búzios; (iii) recorde de exportações de petróleo e óleo combustível com baixo teor de enxofre; (iv) produção e venda recorde de diesel S-10, com baixo teor de enxofre; (v) produção de nova gasolina com maior octanagem; e (vi) redução do endividamento em dólar, além da melhora na percepção de risco, com a emissão de títulos de 10 anos com o menor *yield* da história da Petrobras.

Como consequência da implementação das medidas descritas acima e dos resultados alcançados, a companhia acredita ter recursos adequados para continuar suas operações no curto prazo e, deste modo, o pressuposto de continuidade operacional (*going concern*) foi aplicado na preparação dessas demonstrações financeiras.

6.3. Efeitos nas demonstrações financeiras

Os impactos da COVID-19 e da alteração no ambiente econômico foram considerados na preparação dessas demonstrações financeiras. As informações sobre as estimativas e julgamentos relevantes, que requerem elevado nível de julgamento e complexidade em suas aplicações e que podem afetar materialmente a situação financeira e os resultados da companhia, estão divulgadas na nota explicativa 4.

O resultado da revisão das premissas, seja a revisão aplicada às demonstrações financeiras do 1º trimestre de 2020, como a decorrente do Plano Estratégico 2021-2025, aprovado em novembro de 2020, e outros decorrentes da COVID-19, estão apresentados a seguir:

- o preço do petróleo e as expectativas sobre o crescimento da economia mundial, notadamente a partir do final do 1º trimestre de 2020, sofreram declínio consistente, assim como a demanda global por derivados também foi severamente afetada nesse período, levando a companhia a antecipar a aprovação de um novo conjunto de premissas frente àquelas aprovadas no Plano Estratégico (PE) de 2020-2024, bem como tomar a decisão de hibernar campos maduros não resilientes frente a este novo cenário. Com isso, perdas na recuperabilidade dos

ativos foram reconhecidos no 1º trimestre de 2020 no montante de R\$ 65 bilhões. No final de 2020, a companhia aprovou seu Plano Estratégico 2021-2025, revisou suas reservas incorporando e atualizando novas curvas de produção, revisou seu portfólio de projetos, efetuou estimativas atualizadas sobre as premissas econômicas, dentre outros. Nesse contexto, as perdas na recuperabilidade dos ativos, registradas no primeiro trimestre, foram parcialmente compensadas, totalizando uma perda líquida no exercício de 2020 de R\$ 34 bilhões (nota explicativa 27);

- os valores das exportações previstas e consequentemente os valores das exportações altamente prováveis foram impactados pelos efeitos advindos da guerra de preços de petróleo e pela COVID-19. Desta forma, os valores das exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relações de *hedge* para os meses de abril a dezembro de 2020 e agosto a dezembro de 2021, deixaram de ser previstas e houve o aumento significativo da exposição cambial Dólar x Real da companhia em 31 de março de 2020. Por ocasião da revisão do Plano Estratégico 2021-2025, aprovado em novembro de 2020, houve um incremento nas exportações previstas, e consequentemente nas exportações altamente prováveis, mas não em valor igual ou superior aos instrumentos de dívidas e passivos de arrendamentos sujeitos à designação como instrumentos de proteção. Assim, o aumento significativo da exposição cambial (Dólar x Real), verificado ao longo dos trimestres, se manteve em 31 de dezembro de 2020, terminando o exercício com posição negativa. Em 2020, foi reclassificado do patrimônio líquido para o resultado, principalmente no 1º trimestre de 2020, o montante de R\$ 2.554 (nota explicativa 38.3);
- constituição de ajustes nos estoques ao valor realizável líquido, concentrados no 1º trimestre de 2020, no montante de R\$ 1,5 bilhão (nota explicativa 15);
- o reconhecimento das perdas de crédito esperadas (PCE) nos ativos financeiros, que não são mensurados ao valor justo por meio do resultado, seguiu o critério consistente ao longo do exercício tendo por base as expectativas da companhia de um prolongamento dos atuais efeitos econômicos gerados pelo combate à COVID-19. Para os ativos financeiros cujas contrapartes possuíam ratings publicados por agências de risco, para onde as notas já refletiam os efeitos da pandemia, foram utilizadas as informações divulgadas por tais agências para cálculo da PCE. Para os demais ativos financeiros, de forma geral, os efeitos esperados da COVID-19 foram incorporados à PCE por meio da identificação da deterioração da probabilidade de default baseada em dados observáveis que consideraram a estratificação do devedor por área de atuação, tipo de produto e região. Não foram identificados efeitos relevantes que impactassem as demonstrações financeiras do exercício de 2020 (nota explicativa 14.3);
- os créditos fiscais diferidos foram reconhecidos com base na projeção de lucro tributável de exercícios subsequentes (nota explicativa 17);
- com a aprovação do Plano Estratégico 2021-2025, foram incorporadas novas estimativas de volumes de reservas, refletindo a revisão sobre a carteira de projetos, as incertezas técnicas e as premissas de preços e custos ajustadas no novo Plano frente àquelas revisadas no planejamento anterior. Assim, as estimativas atualizadas de provisão para desmantelamento de áreas da companhia geraram um aumento de R\$ 29,3 bilhões em 31 de dezembro de 2020 (nota explicativa 21).
- não ocorreram alterações de premissas no reconhecimento dos contratos de receita com clientes. Permanece a expectativa de conclusão da obrigação pelo cliente no vencimento de cada operação, classificada como sendo altamente provável. Os clientes não indicaram a intenção de descumprimento ou revisão dos termos e condições contratuais assinados;
- no âmbito do contencioso jurídico da companhia, não há casos relacionados à COVID-19 com risco de desembolso financeiro que impactem diretamente as demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2020. Entretanto, a companhia tomou conhecimento de algumas ações civis públicas no ramo trabalhista movidas por sindicatos, cujos objetos estão relacionados à crise do novo coronavírus e ao Plano de Resiliência para redução de gastos. Tais ações representam obrigações de fazer e se desdobram em três grupos questionando basicamente: (i) duas medidas temporárias de contenção de gastos com pessoal contidas no Plano de Resiliência; (ii) suficiência das medidas de prevenção contra a disseminação da COVID-19 e critério de afastamento de pessoas do grupo de risco; e (iii) a participação do sindicato na Estrutura Organizacional de Resposta (EOR). A companhia está tomando as medidas

cabíveis judicialmente para cada caso e a melhor estimativa no momento, quando não há ainda decisão de mérito sequer em primeira instância, é que a probabilidade de perda não é provável.

- a redução no nível de atividade da companhia, especialmente no 1º. semestre de 2020, resultou em gastos de R\$ 1.595 em 2020, registrados em outras despesas operacionais, sendo R\$ 495 referentes ao menor processamento nas refinarias e efeito nas plantas de Gás e Energia, e R\$ 1.100 por conta de sondas e plataformas sem programação.

7. Gestão de Capital

A gestão de capital da companhia tem como objetivo o retorno de sua estrutura de capital a níveis adequados, visando à continuidade dos seus negócios e o aumento de valor para os acionistas e investidores. As principais fontes de recursos da empresa têm sido sua geração operacional de caixa e os desinvestimentos.

Um dos cinco pilares do Plano Estratégico 2021-2025 é a redução do custo de capital através da gestão da dívida e com trajetória de redução da alavancagem. A estratégia financeira visa ainda mitigar os riscos pela gestão ativa de passivos, maximizar o retorno ao acionista e otimizar o capital de giro.

A dívida bruta (composta por dívida financeira e passivo de arrendamento, circulante e não circulante) é uma das principais métricas para a companhia, permitindo monitorar o endividamento da Petrobras, que a administração considera essencial para aumentar a competitividade com os pares, reduzindo nosso custo de capital. A meta da companhia, para 2021, é reduzir o endividamento bruto para US\$ 67 bilhões e a Política de Remuneração aos Acionistas define que, caso o endividamento bruto seja inferior a US\$ 60 bilhões, montante planejado para 2022, a companhia poderá distribuir aos seus acionistas 60% da diferença entre o fluxo de caixa operacional e os investimentos em bens de capital, conforme nota explicativa 36.

Em 2020, a companhia reduziu o endividamento bruto em US\$ 11.583 milhões, finalizando o ano com US\$ 75.538 milhões e US\$ 12.370 milhões de caixa, superando a meta de US\$ 87,1 bilhões. Além disso, reduziu o endividamento líquido em US\$ 15.693 milhões, atingindo US\$ 63.168 milhões e alongou o prazo médio de vencimento da dívida de 10,8 anos em 2019 para 11,71 anos em 2020. Entretanto, o endividamento bruto e líquido em Reais aumentou 12% e 3%, respectivamente, devido à desvalorização do Real frente ao dólar, conforme quadro a seguir:

	Em milhões de US\$		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Endividamento total (Financiamentos e Arrendamentos)	75.538	87.121	392.548	351.161
Caixa e equivalentes de Caixa + Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> (vencimento superior a 3 meses)	12.370	8.260	64.280	33.294
Endividamento líquido	63.168	78.861	328.268	317.867

Foram fundamentais para a redução do endividamento no ano a forte geração de caixa operacional de R\$ 148.106 (US\$ 28.890 milhões), além dos desinvestimentos de R\$ 10.212 (US\$ 1.997 milhões).

Estas medidas não são definidas segundo as normas internacionais de contabilidade - IFRS e não devem ser consideradas isoladamente ou em substituição às métricas de lucro, endividamento e geração de caixa operacional em IFRS, tampouco ser base de comparação com os indicadores de outras empresas.

8. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários

8.1. Caixa e bancos

Incluem numerário em espécie, depósitos bancários disponíveis e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, vencíveis em até três meses, contados da data da contratação original, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e com risco insignificante de mudança de valor.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	31.12.2020	Consolidado 31.12.2019	31.12.2020	Controladora 31.12.2019
Caixa e bancos	2.868	2.306	29	82
Aplicações financeiras de curto prazo				
- No País				
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	13.469	6.849	3.206	1.738
Outros fundos de investimentos	143	16	4	5
	13.612	6.865	3.210	1.743
- No exterior				
<i>Time deposits</i>	13.376	27	-	-
<i>Auto Invest</i> e contas remuneradas	29.274	18.622	1.941	2.497
Outras aplicações financeiras	1.726	1.894	-	-
	44.376	20.543	1.941	2.497
Total das aplicações financeiras de curto prazo	57.988	27.408	5.151	4.240
Total de caixa e equivalentes de caixa	60.856	29.714	5.180	4.322

Os fundos de investimentos no país têm seus recursos aplicados em títulos públicos federais brasileiros e em operações lastreadas em títulos públicos (compromissadas), cujos prazos de vencimentos são de até três meses contados a partir da data de aquisição. As aplicações no exterior são compostas por *time deposits* com prazos de até três meses contados a partir da data de aquisição, por outras aplicações em contas remuneradas com liquidez diária e por outros instrumentos de renda fixa de curto prazo.

Os principais recursos constituídos foram substancialmente proporcionados por uma geração de caixa operacional de R\$ 148.106, recebimentos pela venda de ativos e de participações de R\$ 10.212, e por uma série de medidas para redução de desembolso e preservação do caixa no cenário de incertezas da pandemia, a fim de reforçar a solidez financeira e resiliência dos negócios da companhia. O efeito cambial sobre os saldos de caixa e equivalente de caixa decorrentes de aplicações no exterior foi de R\$ 8.323.

As principais aplicações destes recursos no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 foram para cumprimento do serviço da dívida, líquida das captações através da oferta de títulos no mercado internacional, incluindo pré-pagamentos de empréstimos no mercado bancário nacional e internacional, recompra e resgate de títulos no mercado de capitais internacional, e amortizações de arrendamentos, no total de R\$ 94.659 e a realização de investimentos no montante de R\$ 35.286.

Prática Contábil

Representam numerário em espécie, depósitos bancários disponíveis e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, vencíveis em até três meses, contados da data da contratação original, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e com risco insignificante de mudança de valor.

8.2. Títulos e valores mobiliários

	31.12.2020			Consolidado 31.12.2019			Controladora 31.12.2019	
	País	Exterior	Total	País	Exterior	Total	Total	Total
Valor justo por meio do resultado	3.388	-	3.388	3.528	-	3.528	2.963	3.200
Valor justo por meio de outros resultados abrangentes	-	-	-	28	-	28	-	28
Custo amortizado	227	36	263	180	76	256	226	180
Total	3.615	36	3.651	3.736	76	3.812	3.189	3.408
Circulante	3.388	36	3.424	3.528	52	3.580	2.963	3.200
Não circulante	227	-	227	208	24	232	226	208

Os títulos classificados como valor justo por meio de resultado referem-se principalmente a investimentos em títulos públicos federais brasileiros. Estes investimentos financeiros possuem prazos de vencimento superiores a três meses e, em sua maioria, são apresentados no ativo circulante em função da expectativa de realização ou vencimento no curto prazo.

Prática contábil

São inicialmente mensurados a valor justo e subsequentemente de acordo com as suas respectivas classificações:

Custo amortizado: fluxos de caixa que constituem o recebimento, em datas especificadas, de principal e juros sobre o valor do principal em aberto e o modelo de negócios objetiva manter o ativo com o fim de receber seus fluxos de caixa contratuais. A receita de juros é calculada utilizando-se o método de juros efetivos.

Valor justo por meio de outros resultados abrangentes: títulos nos quais a companhia elegeu de forma irrevogável por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em outros resultados abrangentes;

Valor justo por meio do resultado: todos os demais títulos e valores mobiliários.

9. Receita de vendas**9.1. Receita de vendas de contratos com clientes**

Como uma companhia de energia integrada, receitas de contratos com clientes são oriundas de diferentes produtos comercializados conforme nossos segmentos operacionais, levando-se em consideração características específicas dos mercados onde atua. Para mais informações sobre os segmentos operacionais da companhia, suas atividades e os respectivos produtos comercializados, vide nota explicativa 13.

A determinação dos preços das transações deriva de metodologias e políticas baseadas em parâmetros desses mercados, refletindo riscos inerentes às operações, nível de participação de mercado, variações em cotações de câmbio e preços de *commodities* no mercado internacional, incluindo os preços do petróleo do tipo *brent*, derivados de petróleo, tais como diesel e gasolina, e o índice *Henry Hub*.

As receitas de vendas são reconhecidas no momento em que o controle é transferido ao cliente, que geralmente ocorre no ato da entrega do produto ou quando o serviço é prestado. Os faturamentos ocorrem em períodos bem próximos às entregas e prestação de serviços, portanto, não são esperadas alterações significativas nos preços das transações a serem reconhecidas em receitas de períodos posteriores à satisfação de obrigação de desempenho, exceto para algumas exportações nas quais a formação de preço final ocorre após a transferência de controle dos produtos e estão sujeitas à variação do valor da *commodity*. As vendas são realizadas em prazos curtos de recebimento, não havendo assim componentes de financiamento.

Adicionalmente, a companhia atua como agente principalmente no negócio de biocombustíveis, onde não há controle do biodiesel vendido às distribuidoras em qualquer momento durante a operação de venda. As receitas de agenciamento em 2020 totalizaram R\$ 192 (R\$ 183 em 2019).

9.2. Receita Líquida de Vendas

	Consolidado		Controladora	
	2020	2019	2020	2019
Receita bruta de vendas	352.660	392.015	333.965	378.389
Encargos de vendas ^(*)	(80.591)	(89.770)	(79.972)	(89.233)
Receita de vendas	272.069	302.245	253.993	289.156
Diesel	70.984	90.770	70.987	90.770
Gasolina	32.074	38.710	32.074	38.710
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	17.347	16.400	15.429	14.634
Querosene de aviação (QAV)	6.965	15.113	6.965	15.113
Nafta	8.470	6.579	8.470	6.579
Óleo combustível (incluindo bunker)	4.016	4.038	4.024	4.038
Outros derivados de petróleo	13.945	13.453	14.021	13.843
Subtotal de derivados	153.801	185.063	151.970	183.687
Gás natural	18.485	23.379	18.337	23.294
Renováveis e nitrogenados	296	960	174	319
Receitas de direitos não exercidos (breakage)	2.283	2.539	2.290	2.552
Eletricidade	5.635	5.196	5.622	5.110
Serviços, agenciamentos e outros	4.182	3.692	4.662	4.454
Mercado interno	184.682	220.829	183.055	219.416
Exportações	80.229	71.612	70.938	69.740
Petróleo	58.692	52.186	47.201	48.986
Óleo combustível (incluindo bunker)	17.982	13.161	20.076	14.320
Outros derivados de petróleo e outros produtos	3.555	6.265	3.661	6.434
Vendas no exterior ^(**)	7.158	9.804	-	-
Mercado externo	87.387	81.416	70.938	69.740
Receitas de vendas	272.069	302.245	253.993	289.156

^(*) Inclui, principalmente, CIDE, PIS, COFINS e ICMS.

^(**) Receita proveniente de vendas realizadas no exterior, incluindo trading e excluídas exportações.

Redução da receita no mercado interno, principalmente por:

- redução dos preços médios dos derivados, com destaque para o diesel, a gasolina, a nafta e o QAV, acompanhando a redução das cotações internacionais;
- menor volume de vendas de derivados (R\$ 12.106), com destaque:
 - QAV, em função das restrições impostas pela pandemia;
 - diesel, decorrente do aumento das vendas por importadores e das restrições ao transporte de passageiros e cargas devido à pandemia, compensados em parte pelas ações comerciais realizadas em 2020;
 - gasolina, devido às restrições à mobilidade impostas pela pandemia, e à perda de *market share*, compensados em parte pelas ações comerciais realizadas em 2020; e
 - efeitos compensados em parte pelos maiores volumes de nafta, devido à redução das importações diretas da Braskem, e de GLP, em virtude do isolamento social, aumentando o consumo residencial do derivado, e das temperaturas mais baixas, fomentando maior consumo.
- menor receita de gás natural, em função da redução das demandas dos segmentos termelétrico e não termelétrico; e
- menor receita com fertilizantes, influenciada pela hibernação da Araucária Nitrogenados S.A. em janeiro de 2020.

A maior receita com exportações reflete os maiores volumes de exportações de petróleo, em função, em grande parte, da maior produção de óleo no Brasil e da retração do mercado interno, bem como maiores volumes de derivados, principalmente óleo combustível de baixo teor de enxofre. Esses efeitos foram compensados em parte pelos menores preços, acompanhando a redução das cotações internacionais.

A redução das receitas de vendas no exterior retrata, principalmente, a venda das empresas de distribuição no Paraguai e da Refinaria de Pasadena e os menores volumes comercializados em função do impacto da pandemia, assim como os menores preços realizados, em razão da desvalorização das cotações internacionais.

Com a redução da participação no capital social da Petrobras Distribuidora – BR, ocorrida em 25 de julho de 2019, a empresa deixou de ser consolidada. As vendas para a Petrobras Distribuidora – BR representam mais que 10% do total de vendas da companhia, impactando principalmente o segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC).

9.3. Obrigações de desempenho restantes

A companhia possui contratos de vendas de produtos ou serviços vigentes e assinados até 31 de dezembro de 2020, com prazos superiores a 1 ano, onde há estabelecida uma quantidade de bens ou serviços para vendas nos próximos exercícios com seus respectivos termos de pagamentos.

A seguir estão apresentados os valores remanescentes desses contratos ao final de 2020, tendo como base suas quantidades de bens e serviços para vendas futuras, bem como preços na data base em 31 de dezembro de 2020 ou praticados em vendas recentes quando esses refletirem a informação mais diretamente observável:

	Expectativa de realização em até 1 ano	Expectativa de realização após 1 ano	Consolidado Total dos contratos
Mercado interno			
Gasolina	34.093	-	34.093
Diesel	77.993	-	77.993
Gás natural	22.779	40.872	63.651
Serviços e outros	21.359	22.500	43.859
Nafta	4.917	19.241	24.158
Eletricidade	3.703	12.945	16.648
Outros derivados de petróleo	92	-	92
Querosene de aviação (QAV)	2.100	-	2.100
Mercado externo			
Exportações	10.002	49.573	59.575
Total	177.038	145.131	322.169

As receitas serão reconhecidas mediante transferências dos bens e serviços aos respectivos clientes, estando seus valores e período de reconhecimento sujeitos a demandas futuras, variações no valor de commodities, taxa de câmbio e outros fatores de mercado.

A tabela acima não inclui informações sobre contratos com clientes com duração inferior a um ano, como por exemplo, vendas no mercado *spot*, bem como valores estimados de contraprestações variáveis que sejam restritos, além de contratos que apenas estabeleçam condições e termos gerais (*Master Agreements*), para os quais volumes e preços somente serão definidos em contratos subsequentes.

Adicionalmente, as receitas de energia elétrica são substancialmente por demandas para geração de energia termelétrica conforme requerimento do Operador Nacional do Sistema (ONS), as quais são impactadas pelas condições hidrológicas do Brasil. Desta forma, os valores apresentados na tabela acima representam principalmente valores fixos a receber em função da disponibilidade prometida aos clientes nessas operações.

9.4. Passivos de contratos

Em 31 de dezembro de 2020, a companhia possui R\$ 356 (R\$ 514 em 2019) em adiantamentos relacionados, principalmente, a contratos de *take* e *ship or pay*, a serem compensados com futuras vendas de gás natural ou pelo não exercício do direito pelo cliente, classificados como outras contas e despesas a pagar no passivo circulante.

Prática contábil

A companhia avalia os contratos com clientes que serão objeto de reconhecimento de receitas e identifica os bens e serviços distintos prometidos em cada um deles.

São consideradas obrigações de performance as promessas de transferir ao cliente bem ou serviço (ou grupo de bens ou serviços) que seja distinto, ou uma série de bens ou serviços distintos que sejam substancialmente os mesmos e que tenham o mesmo padrão de transferência para o cliente.

A companhia mensura a receita pelo valor da contraprestação à qual espera ter direito em troca das transferências dos bens ou serviços prometidos ao cliente, excluindo quantias cobradas em nome de terceiros. Os preços das transações têm como base preços declarados em contratos, os quais refletem metodologias e políticas de preços da companhia baseadas em parâmetros de mercados.

Ao transferir um bem, ou seja, quando o cliente obtém o controle desse, a companhia satisfaz à obrigação de performance e reconhece a respectiva receita, o que geralmente ocorre em momentos específicos no tempo no ato da entrega do produto.

10. Custos e despesas por natureza**10.1. Custo dos produtos e serviços vendidos**

	Consolidado		Controladora	
	2020	2019	2020	2019
Matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados (*)	(64.602)	(81.481)	(62.047)	(80.393)
Depreciação, depleção e amortização	(44.823)	(47.398)	(53.772)	(53.785)
Participação governamental	(29.923)	(38.418)	(29.904)	(38.387)
Gastos com pessoal	(8.759)	(12.843)	(6.535)	(10.596)
Total	(148.107)	(180.140)	(152.258)	(183.161)

(*) Inclui arrendamentos de curto prazo (12 meses ou inferior) e variação de estoques.

Custo dos produtos vendidos de R\$ 148.107, sendo R\$ 32.033 inferior em relação a 2019 (R\$ 180.140), com destaque para os seguintes fatores:

- revisão atuarial do plano AMS referente à alteração de benefício, com impacto positivo em 2020;
- menores custos com produtos importados e com participação governamental, acompanhando a redução das cotações internacionais;
- menor participação do óleo importado na carga processada nas refinarias e de derivados importados no *mix* das vendas, com destaque para o diesel e a gasolina;
- menores custos de aquisição do gás boliviano, em função da variação da cesta de óleos, e de parceiros, acompanhando a redução das cotações; e;
- menores custos com operações no exterior, em razão das vendas de empresas de distribuição no Paraguai e da Refinaria de Pasadena e das menores cotações internacionais;

10.2. Despesas de vendas

	Consolidado		Controladora	
	2020	2019	2020	2019
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(21.297)	(14.549)	(17.647)	(15.855)
Depreciação, depleção e amortização	(2.924)	(2.160)	(2.907)	(2.079)
Perdas de créditos esperadas	20	(192)	34	(103)
Gastos com pessoal	(819)	(845)	(401)	(435)
Total	(25.020)	(17.746)	(20.921)	(18.472)

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Despesas de vendas de R\$ 25.020, sendo R\$ 7.274 superiores, retratando os maiores gastos pela utilização dos gasodutos da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) a partir da venda em junho de 2019, aumento dos gastos logísticos em razão do maior volume de exportações de petróleo e derivados, desvalorização média do real frente ao dólar e do custo mais elevado da tarifa de frete, compensados parcialmente pela revisão atuarial do plano AMS referente à alteração de benefício, com impacto positivo em 2020.

10.3. Despesas gerais e administrativas

	Consolidado		Controladora	
	2020	2019	2020	2019
Gastos com pessoal	(3.813)	(5.621)	(2.720)	(4.603)
Materiais, serviços, aluguéis e outros	(1.264)	(2.119)	(787)	(1.518)
Depreciação, depleção e amortização	(448)	(628)	(390)	(559)
Total	(5.525)	(8.368)	(3.897)	(6.680)

Despesas gerais e administrativas de R\$ 5.525, R\$ 2.843 inferiores, refletindo, principalmente, a revisão atuarial do plano AMS referente à alteração da coparticipação do benefício, com impacto positivo em 2020, e os menores gastos com salários e encargos trabalhistas em função da redução do efetivo, bem como os menores gastos com serviços de terceiros.

11. Outras (despesas) receitas operacionais líquidas

	Consolidado		Controladora	
	2020	2019	2020	2019
Recuperação de PIS e Cofins - Exclusão do ICMS na base de cálculo	7.878	-	7.444	-
Resultados com operações em parcerias de E&P	4.646	1.922	4.646	1.922
Plano de pensão e saúde (inativos)	4.630	(5.391)	4.630	(5.374)
Equalização de gastos - AIP	3.701	3	3.701	3
Resultado com alienações, baixa de ativos e resultado na remensuração de participações societárias	2.709	23.798	2.918	23.443
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento (**)	1.389	244	37.778	249
Ressarcimento de gastos referentes à Operação Lava Jato	797	874	796	874
Multas aplicadas a fornecedores	475	1.025	456	990
Realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária	(225)	(127)	(225)	-
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(1.770)	(637)	(1.770)	(637)
Resultado com derivativos de commodities	(1.974)	(1.427)	(1.142)	(890)
Programa de remuneração variável (*)	(2.240)	(2.550)	(2.040)	(2.427)
Perdas com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(2.627)	(5.953)	(2.189)	(5.719)
Plano de desligamento voluntário PDV	(5.408)	(791)	(5.250)	(791)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(7.436)	(5.208)	(7.154)	(5.044)
Outros	150	(1.040)	(1.754)	(940)
Total	4.695	4.742	40.845	5.659

(*) Em 2020, no consolidado, inclui reversão de R\$ 434 da provisão constituída em 2019 e R\$ 15 referente ao Programa de Prêmio por Performance dos administradores (R\$ 429 e R\$ 12 respectivamente, na controladora).

(**) Em 2020, na controladora, principalmente em função do resultado de encerramento de contratos, decorrente da nacionalização de plataformas do grupo PNBV.

Os principais fatores da variação em relação a 2019 foram:

- ganho oriundo da decisão favorável e definitiva da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS em 2020;
- maiores ganhos com ressarcimentos com operações em parcerias de E&P;
- revisão atuarial do plano AMS referente à alteração de benefício, principalmente inativos;
- maior receita com equalizações de gastos com Acordos de Equalização de Gastos e Volumes (AEGV) das jazidas compartilhadas de Tupi, Sépia e Atapu;
- menores ganhos líquidos com alienação e baixa de ativos, basicamente pela venda da TAG em 2019;
- maior ganho com encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamentos;

- menor provisão para perdas e contingências com processos judiciais, em função, principalmente: i) menor perda relacionada à arbitragem de quotistas da Sete Brasil, comparada à provisão para perda em 2019; ii) menor provisão para perda referente ao dano ambiental ocorrido no Estado do Paraná – OSPAR (Oleoduto Santa Catarina – Paraná); iii) reversão de provisão para perda referente à concessionária SERGAS no 1º trimestre de 2020; em razão do acordo homologado entre a cia, a SERGAS e o estado de SE relacionado a lucros cessantes reclamados pela SERGAS; iv) compensados em parte pelas provisões para perdas realizadas em 2020, com destaque: i) multa relativa à obrigação acessória de ICMS; ii) provisão relacionada ao acordo com a Technip referente a contrato de engenharia firmado para a execução da carteira de diesel da RPBC;
- maiores provisões relacionadas ao Plano de Desligamento Voluntário (PDV), em razão do maior número de inscritos e atualização das provisões decorrente do aumento do valor da indenização; e
- maiores gastos com paradas não programadas e gastos pré-operacionais.

12. Resultado financeiro líquido

	Consolidado		Controladora	
	2020	2019	2020	2019
Receitas Financeiras	2.821	5.271	2.940	5.589
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	1.017	2.212	313	611
Ganhos com acordos assinados (setor elétrico)	-	310	-	310
Juros sobre conta petróleo e álcool	417	35	417	35
Receita Financeira FIDC-NP	-	-	1.802	2.705
Outros	1.387	2.714	408	1.928
Despesas Financeiras	(31.108)	(27.878)	(35.692)	(32.626)
Despesas com financiamentos	(18.507)	(19.060)	(23.655)	(20.514)
Despesas com arrendamentos	(6.806)	(5.973)	(12.543)	(12.670)
Ágio na recompra de títulos de dívida	(6.139)	(3.380)	-	-
Encargos financeiros capitalizados	4.805	5.250	4.754	5.193
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(3.251)	(3.128)	(3.235)	(3.127)
Outros	(1.210)	(1.587)	(1.013)	(1.508)
Variações monetárias e cambiais, líquidas	(21.297)	(11.852)	(47.037)	(13.175)
Variações cambiais (*)	(6.834)	(253)	(33.460)	(2.819)
Reclassificação do <i>hedge accounting</i> (*)	(24.308)	(12.397)	(23.480)	(11.170)
Atualização monetária de Pis e Cofins - Exclusão do ICMS na base de cálculo	8.886	-	8.697	-
Outros	959	798	1.206	814
Total	(49.584)	(34.459)	(79.789)	(40.212)

(*) Para mais informações, vide nota explicativa 38.3.c e 38.3.a.

Resultado financeiro líquido negativo superior em relação a 2019, principalmente por:

- Acréscimo nas despesas financeiras líquidas, com destaque para: (i) maiores custos com ágio na recompra de títulos de dívidas no mercado de capitais; (ii) menores ganhos com aplicações financeiras e títulos públicos; (iii) redução das receitas com juros do contas a receber do setor elétrico, em razão da venda dos recebíveis; (iv) menores receitas com atualização financeira sobre os depósitos judiciais; (v) menores encargos financeiros capitalizados, refletindo a menor taxa média de capitalização, compensado em parte pelo ligeiro aumento no saldo médio de ativos em construção; (vi) ganho com acordos assinados referente ao setor elétrico em 2019; e (vii) despesas com deságio referente à antecipação de recebíveis do setor elétrico.
- Variação monetária e cambial negativa maior ocasionada por: (i) maior reclassificação da variação cambial negativa acumulada no patrimônio líquido para o resultado pela realização das exportações protegidas no âmbito da contabilidade de hedge, incluindo uma perda adicional, registrada principalmente no 1T20, por conta de exportações que deixaram de ser previstas; (ii) maior despesa com variação cambial real x dólar, refletindo, em grande parte, a desvalorização de 28,9% em 2020 do real frente ao dólar sobre a exposição cambial da companhia; e (iii) maior despesa com variação cambial dólar x euro, devido à desvalorização de 9,2% do dólar frente ao euro sobre uma exposição passiva em 2020, comparada à valorização de 1,9% no ano anterior, compensado em parte pela menor perda com resultado de operações de derivativos (NDF). Estes efeitos foram compensados por: (i) ganho com atualização monetária oriundo da decisão judicial favorável e definitiva (transitado em julgado) da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS na Petrobras e controladas; e (ii) ganho com atualização

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

monetária do contas a receber referente à conta petróleo e álcool, decorrente de decisão judicial favorável transitada em julgado, sobre a ação do índice de atualização monetária utilizado sobre o valor do contas a receber.

13. Informações por Segmento - Resultado**Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio - 31.12.2020**

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Operações continuadas						
Receita de vendas	174.085	241.966	39.275	4.439	(187.696)	272.069
Intersegmentos	169.593	4.368	12.502	1.233	(187.696)	-
Terceiros	4.492	237.598	26.773	3.206	-	272.069
Custo dos produtos vendidos	(92.057)	(222.215)	(20.131)	(4.207)	190.503	(148.107)
Lucro bruto	82.028	19.751	19.144	232	2.807	123.962
Despesas	(44.221)	(15.455)	(13.259)	1.978	(112)	(71.069)
Vendas	(4)	(12.955)	(11.839)	(110)	(112)	(25.020)
Gerais e administrativas	(797)	(811)	(432)	(3.485)	-	(5.525)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(4.170)	-	-	-	-	(4.170)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(1.194)	(46)	(56)	(523)	-	(1.819)
Tributárias	(2.567)	(714)	(158)	(1.532)	-	(4.971)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(34.448)	859	192	(862)	-	(34.259)
Outras receitas (despesas), líquidas	(1.041)	(1.788)	(966)	8.490	-	4.695
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	37.807	4.296	5.885	2.210	2.695	52.893
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(49.584)	-	(49.584)
Resultado de participações em investimentos	(893)	(2.132)	682	(929)	-	(3.272)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	36.914	2.164	6.567	(48.303)	2.695	37
Imposto de renda e contribuição social	(12.854)	(1.461)	(2.001)	23.441	(916)	6.209
Lucro líquido (prejuízo) das operações continuadas	24.060	703	4.566	(24.862)	1.779	6.246
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	24.083	862	4.188	(23.804)	1.779	7.108
Resultado Proveniente de Operações Continuadas	24.083	862	4.188	(23.804)	1.779	7.108
Acionistas não controladores	(23)	(159)	378	(1.058)	-	(862)
Resultado Proveniente de Operações Continuadas	(23)	(159)	378	(1.058)	-	(862)
	24.060	703	4.566	(24.862)	1.779	6.246

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio - 31.12.2019

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Operações continuadas						
Receita de vendas	199.429	266.613	45.252	4.802	(213.851)	302.245
Intersegmentos	195.245	36.561	13.002	895	(213.851)	31.852
Terceiros	4.184	230.052	32.250	3.907	-	270.393
Custo dos produtos vendidos	(107.694)	(242.990)	(30.338)	(4.588)	205.470	(180.140)
Lucro bruto	91.735	23.623	14.914	214	(8.381)	122.105
Despesas	(16.700)	(17.258)	9.926	(16.806)	(113)	(40.951)
Vendas	(4)	(8.568)	(8.971)	(121)	(82)	(17.746)
Gerais e administrativas	(990)	(1.329)	(530)	(5.519)	-	(8.368)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(3.197)	-	-	-	-	(3.197)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(1.549)	(43)	(58)	(618)	-	(2.268)
Tributárias	(507)	(606)	(617)	(754)	-	(2.484)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(8.027)	(2.802)	(801)	-	-	(11.630)
Outras receitas (despesas), líquidas	(2.426)	(3.910)	20.903	(9.794)	(31)	4.742
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	75.035	6.365	24.840	(16.592)	(8.494)	81.154
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(34.459)	-	(34.459)
Resultado de participações em investimentos	330	(653)	407	463	-	547
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	75.365	5.712	25.247	(50.588)	(8.494)	47.242
Imposto de renda e contribuição social	(25.511)	(2.164)	(8.446)	16.833	2.888	(16.400)
Lucro líquido (prejuízo) das operações continuadas	49.854	3.548	16.801	(33.755)	(5.606)	30.842
Lucro líquido (prejuízo) das Operações Descontinuadas	-	-	12	10.116	-	10.128
Lucro líquido (prejuízo)	49.854	3.548	16.813	(23.639)	(5.606)	40.970
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	49.905	3.945	16.331	(24.438)	(5.606)	40.137
Resultado Proveniente de Operações Continuadas	49.905	3.945	16.331	(34.303)	(5.606)	30.272
Resultado Proveniente de Operações Descontinuadas	-	-	-	9.865	-	9.865
Acionistas não controladores	(51)	(397)	482	799	-	833
Resultado Proveniente de Operações Continuadas	(51)	(397)	470	548	-	570
Resultado Proveniente de Operações Descontinuadas	-	-	12	251	-	263
	49.854	3.548	16.813	(23.639)	(5.606)	40.970

A seguir apresentamos o saldo de depreciação, depleção e amortização por segmento de negócio:

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
2020	44.043	10.838	2.409	1.015	-	58.305
2019	45.299	9.691	2.573	939	-	58.502

Prática Contábil

As informações por segmento de negócio da companhia são elaboradas com base em informações financeiras disponíveis e que são atribuíveis diretamente ao segmento ou que podem ser alocadas em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisões de alocação de recursos e avaliação de desempenho.

Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros, incluindo empreendimentos controlados em conjunto e coligadas, e as transferências entre os segmentos de negócio. As transações entre segmentos de negócio são valoradas por preços internos de transferência apurados com base em metodologias que levam em consideração parâmetros de mercado, sendo essas transações eliminadas, fora dos segmentos de negócios, para fins de conciliação das informações segmentadas com as demonstrações financeiras consolidadas da companhia.

Os segmentos de negócio da companhia divulgados separadamente são:

a) Exploração e Produção (E&P): abrange as atividades de exploração, desenvolvimento da produção e produção de petróleo, LGN (líquido de gás natural) e gás natural no Brasil e no exterior, objetivando atender, prioritariamente, as refinarias do país e atuando também de forma associada com outras empresas em parcerias, além das participações societárias em empresas deste segmento no exterior.

Como uma companhia de energia, com foco em óleo e gás, a receita de vendas intersegmentos refere-se, principalmente, às transferências de petróleo para o segmento Refino, Transporte e Comercialização (RTC), que visam suprir as refinarias da companhia em atendimento à demanda nacional por derivados. Essas transações são mensuradas por preços internos de transferência com base nas cotações internacionais do petróleo e seus respectivos impactos cambiais, levando-se em consideração as características específicas da corrente de petróleo transferido.

Adicionalmente, o segmento E&P obtém receita de vendas pelas transferências de gás natural para o segmento Gás e Energia realizar o processamento em suas unidades industriais. Essas transações são mensuradas por preços internos de transferência, baseados nos preços internacionais praticados dessa *commodity*.

A receita de vendas para terceiros reflete, principalmente, a prestação de serviços relacionados com atividades de exploração e produção, as vendas realizadas pelas UPGNs do E&P, além das operações de petróleo e de gás natural realizadas por controladas no exterior.

b) Refino, Transporte e Comercialização (RTC): contempla as atividades de refino, logística, transporte, aquisição e exportação de petróleo bruto, assim como a compra e venda de produtos derivados do petróleo e etanol, no Brasil e no exterior. Adicionalmente, este segmento inclui a área de petroquímica, que compreende investimentos em sociedades do setor petroquímico, a exploração e processamento de xisto.

Este segmento realiza a aquisição de petróleo bruto do segmento de E&P, importa petróleo para a mistura com o petróleo doméstico da companhia, bem como realiza a aquisição de derivados de petróleo em mercados internacionais aproveitando os diferenciais de preços existentes entre o custo de processamento do petróleo no Brasil e o custo de importação de produtos derivados de petróleo.

A receita de vendas intersegmentos reflete, principalmente, operações de comercialização de derivados para os negócios de distribuição a preço de mercado, e as operações para os segmentos de G&E e E&P a preço interno de transferência.

A receita de vendas para terceiros reflete, principalmente, as operações de comercialização de derivados no país e de exportação e comercialização de petróleo e derivados por controladas no exterior.

c) Gás e Energia: contempla as atividades de logística, comercialização de gás natural e energia elétrica, transporte e comercialização de gás natural liquefeito (GNL), geração de energia através de usinas termelétricas, bem como participação em sociedades transportadoras e distribuidoras de gás natural no Brasil e no exterior. Nesse segmento, também são incluídos os resultados de operações de processamento de gás natural e produção de fertilizantes da companhia.

A receita de vendas intersegmentos é oriunda, principalmente, de transferência de gás natural processado, GLP e LGN para o segmento RTC, mensurada a preço interno de transferência.

Este segmento realiza a aquisição de gás natural nacional do segmento de E&P, de parceiros e terceiros, importa gás natural da Bolívia e GNL para complementar a demanda nacional.

A receita de vendas para terceiros reflete, principalmente, as operações de venda de gás natural processado para as distribuidoras de gás e a geração e comercialização de energia elétrica.

d) Corporativo e outros negócios são alocados os itens que não podem ser atribuídos aos segmentos de negócios, compreendendo aqueles com características corporativas, além dos negócios de distribuição e biocombustíveis. Itens corporativos incluem principalmente aqueles vinculados à gestão financeira corporativa, *overhead* relativo à administração central e outras despesas, incluindo despesas atuariais referentes aos planos de pensão e de saúde destinados aos assistidos. Os negócios de distribuição refletem a participação societária na coligada Petrobras Distribuidora –BR (Investimentos e Resultado de Participações em Investimentos), os negócios de distribuição de derivados no exterior (América do Sul), além da operação descontinuada em 2019. Os negócios de biocombustíveis refletem as atividades de produção de biodiesel, de seus co-produtos e de etanol.

14. Contas a receber

14.1. Contas a receber, líquidas

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Recebíveis de contratos com clientes				
Terceiros	16.013	18.057	10.102	9.179
Partes relacionadas				
Investidas (nota explicativa 39.1)	3.450	3.201	17.753	20.385
Recebíveis do setor elétrico	1.064	1.347	107	436
Subtotal	20.527	22.605	27.962	30.000
Outros contas a receber				
Terceiros				
Recebíveis por desinvestimento ^(*)	7.916	5.781	7.669	5.781
Arrendamentos	2.427	1.941	102	-
Outras ^(**)	13.179	3.348	11.563	1.973
Partes relacionadas				
Aplicações em direitos creditórios - FIDC-NP (nota explicativa 39.5)	-	-	10.121	52.550
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal (nota explicativa 39.9)	2.503	1.226	2.503	1.226
Subtotal	26.025	12.296	31.958	61.530
Total do contas a receber	46.552	34.901	59.920	91.530
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Terceiros	(7.939)	(9.214)	(4.072)	(4.227)
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Partes Relacionadas	(354)	(178)	(158)	-
Total do contas a receber, líquidas	38.259	25.509	55.690	87.303
Circulante	24.584	15.164	44.321	78.813
Não circulante	13.675	10.345	11.369	8.490

^(*) Refere-se a valores a receber do desinvestimento na Nova Transportadora do Sudeste e parcela contingente de Roncador

^(**) inclui valores referentes à compra e venda de plataformas e equipamentos de produção dos nosso parceiros em consórcios de E&P.

As contas a receber estão classificadas na categoria de custo amortizado, exceto por determinados recebíveis com formação de preço final após a transferência de controle dos produtos dependente da variação do valor da *commodity*, classificados na categoria valor justo por meio do resultado, cujo valor em 31 de dezembro de 2020 totalizou R\$ 2.635.

Em 31 de dezembro de 2020, o prazo médio de recebimento de recebíveis de contratos de clientes terceiros, referente a venda de derivados no mercado interno é de aproximadamente 1,5 dias. As exportações de óleo combustível e petróleo, possuem prazo médio de recebimento aproximadamente de 13 dias e 8 dias, respectivamente.

O aumento no saldo de outras contas a receber de terceiros refere-se, principalmente, a valores a serem recebidos de parceiros em consórcios de E&P. Tais valores estão relacionados à nacionalização das plataformas P-52, P-54, P-55 e P-62, adquiridas pela Petrobras no âmbito da migração dos ativos anteriormente de propriedade de empresas sediadas na Holanda, em função das alterações introduzidas pela Lei 13.586 de 2017, descritas na nota explicativa 16.4 de 31 de dezembro de 2019.

14.2. Aging do Contas a receber - Terceiros

	31.12.2020		Consolidado 31.12.2019		31.12.2020		Controladora 31.12.2019	
	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE
A vencer	30.402	(677)	18.776	(567)	24.935	(155)	11.974	(260)
Vencidos:								
Até 3 meses	1.066	(42)	1.011	(154)	118	(38)	626	(152)
De 3 a 6 meses	77	(46)	98	(33)	47	(46)	64	(21)
De 6 a 12 meses	219	(147)	197	(51)	148	(130)	90	(50)
Acima de 12 meses	7.771	(7.027)	9.045	(8.409)	4.186	(3.704)	4.179	(3.744)
Total	39.535	(7.939)	29.127	(9.214)	29.434	(4.073)	16.933	(4.227)

14.3. Movimentação das perdas de crédito esperadas – PCE

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Saldo inicial	9.392	16.682	4.227	7.541
Adições	1.024	867	724	488
Baixas	(3.762)	(4.964)	(721)	(3.802)
Transferência de ativos mantidos para venda	(15)	(3.412)	-	-
Ajuste Acumulado de Conversão	1.654	219	-	-
Saldo final	8.293	9.392	4.230	4.227
Circulante	1.135	4.443	788	4.127
Não circulante	7.158	4.949	3.442	100

Em 31 de dezembro de 2020, as adições incluem provisão de R\$ 276 sobre recebíveis em moeda estrangeira, basicamente decorrentes da desvalorização cambial de 29% no exercício de 2020, bem como o registro de provisão complementar em face dos efeitos impostos pela COVID-19 (R\$ 89).

Em 2020, as baixas de R\$ 3.762 refletem basicamente a baixa dos valores a receber, por controlada no exterior, relacionados à construção e reforma de plataformas, que já estavam integralmente provisionadas e se referem a recebíveis de fornecedores. Em 2019, as baixas de R\$ 4.964 refletem basicamente o encerramento da ação judicial de cobrança do setor elétrico, conforme nota explicativa 13.4 das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2019.

Prática contábil

As contas a receber são geralmente classificadas como ao custo amortizado, exceto por determinados recebíveis classificados como valor justo por meio do resultado, cujos fluxos de caixa não se caracterizam como recebimento de principal e juros, incluindo recebíveis onde a formação dos preços finais após a transferência de controle dos produtos depende da variação do valor da commodity.

Quando a companhia é arrendadora de um bem em um arrendamento financeiro, constitui-se um recebível por valor igual ao investimento líquido no arrendamento, composto pelos pagamentos do arrendamento a receber e qualquer valor residual não garantido de responsabilidade da companhia, descontados pela taxa de juros implícita da operação.

A companhia reconhece provisão para perdas de crédito esperadas para contas a receber de clientes de curto prazo por meio da utilização de matriz de provisões baseada na experiência de perda de crédito histórica não ajustada, quando tal informação representa a melhor informação razoável e sustentável, ou, ajustada, com base em dados observáveis atuais para refletir os efeitos das condições atuais e futuras desde que tais dados estejam disponíveis sem custo ou esforços excessivos.

Em geral, para os demais recebíveis, a companhia reconhece provisão por valor equivalente à perda de crédito esperada para 12 meses, entretanto, quando o risco de crédito do instrumento financeiro tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial, a provisão é reconhecida por valor equivalente à perda de crédito esperada (vida toda).

Ao avaliar o aumento significativo do risco de crédito, a companhia compara o risco de inadimplência (default) que ocorre no instrumento financeiro na data do balanço com o risco de inadimplência (default) que ocorre no instrumento financeiro na data de seu reconhecimento inicial.

Independentemente da avaliação do aumento significativo no risco de crédito, a companhia presume que o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente desde o seu reconhecimento inicial quando os pagamentos contratuais estiverem vencidos há mais de 30 dias, exceto quando informações razoáveis e sustentáveis disponíveis demonstrarem o contrário.

A companhia assume que o risco de crédito de contas a receber não aumentou significativamente desde o seu reconhecimento inicial quando as contas a receber possuírem baixo risco de crédito na data do balanço. Baixo risco de crédito é determinado com base em classificações externas de riscos e metodologias internas de avaliação.

Inexistindo controvérsia ou outras questões que podem resultar em suspensão da cobrança, a companhia considera inadimplência quando a contraparte não cumpre com a obrigação legal de pagamento de seus débitos quando devidos ou, a depender do instrumento, quando ocorre atraso de recebimento devido contratualmente em prazo igual ou superior a 90 (noventa) dias.

Perda de crédito esperada é a média ponderada de perdas de crédito históricas com os respectivos riscos de inadimplência, que possam ocorrer conforme as ponderações. A perda de crédito sobre um ativo financeiro é mensurada pela diferença entre todos os fluxos de caixa contratuais devidos à companhia e todos os fluxos de caixa que a companhia espera receber, descontados à taxa efetiva original.

15. Estoques

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Petróleo	11.653	15.738	10.470	12.261
Derivados de petróleo	10.001	9.165	7.643	8.661
Intermediários	2.060	2.362	2.060	2.362
Gás Natural e GNL (*)	631	699	630	340
Biocombustíveis	157	114	14	65
Fertilizantes	43	112	11	21
Total de produtos	24.545	28.190	20.828	23.710
Materiais, suprimentos e outros	4.955	4.819	4.624	4.496
Total	29.500	33.009	25.452	28.206

(*) GNL - Gás Natural Liquefeito

Os estoques consolidados são apresentados deduzidos de perdas para ajuste ao seu valor realizável líquido, sendo estes ajustes decorrentes, principalmente, de oscilações nas cotações internacionais do petróleo e seus derivados e quando constituídos são reconhecidos no resultado do exercício como custos dos produtos e serviços vendidos. Em 31 de dezembro de 2020, houve constituição de provisão de R\$ 1.518 (R\$ 68 em 31 de dezembro de 2019). Os ajustes ao valor realizável líquido impactaram principalmente o primeiro e segundo trimestres de 2020, em função da expressiva redução dos preços do petróleo e de seus derivados no mercado, decorrente da COVID-19 e do choque de preços do petróleo.

Em 2020, a companhia possuía um volume de estoque de petróleo e/ou derivados dado como garantia dos Termos de Compromisso Financeiro – TCF, assinados em 2008 com a Petros, sem mudanças relevantes em relação aos valores divulgados em 31 de dezembro de 2019.

Prática contábil

Os estoques são mensurados pelo seu custo médio ponderado de aquisição ou de produção e são ajustados ao seu valor de realização líquido, quando este for inferior ao valor contábil.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

O valor de realização líquido compreende o preço de venda estimado no curso normal dos negócios, deduzido dos custos estimados de conclusão e dos gastos para se concretizar a venda. As variações dos preços de venda após a data base das demonstrações financeiras são consideradas no cálculo do valor realizável líquido, à medida que confirmem as condições existentes na referida data base.

Os estoques de petróleo e GNL podem ser comercializados em estado bruto, assim como consumidos no processo de produção de seus derivados.

Os intermediários são formados por correntes de produtos que já passaram por pelo menos uma unidade de processamento, mas ainda necessitam ser processados, tratados ou convertidos para serem disponibilizados para venda.

Os biocombustíveis compreendem, principalmente, os saldos de estoques de etanol e biodiesel.

Materiais, suprimentos e outros representam, principalmente, insumos de produção e materiais de operação que serão utilizados nas atividades da companhia e estão demonstrados ao custo médio de compra, quando este não excede ao custo de reposição.

16. Fornecedores

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Terceiros no país	14.697	10.320	13.453	8.775
Terceiros no exterior	18.724	8.243	6.159	2.492
Partes relacionadas	2.224	4.013	55.931	23.186
Saldo total no Passivo Circulante	35.645	22.576	75.543	34.453

Em 31 de dezembro de 2020, o prazo médio de pagamento no Brasil é de 31 dias, enquanto para fornecedores no exterior o prazo médio é de 89 dias para produtos importados e de 21 dias para demais bens e serviços, aproximadamente.

Terceiros no País

O aumento de R\$ 4.377 refere-se, principalmente às provisões de tarifa de transporte de gás natural da TAG, a compra a prazo de Biodiesel B100 e provisão dos acordos de equalização sobre unitização de campos junto aos parceiros da P-68.

Terceiros no exterior

O aumento R\$ 10.481 decorre, principalmente, dos valores a pagar referentes às participações dos parceiros nos consórcios de E&P pela nacionalização das plataformas, alocadas aos campos de Roncador e Tupi, adquiridas pela Petrobras em função das alterações introduzidas pela Lei nº 13.566 (Repetro-Sped), bem como pela compra a prazo de gás natural e pela variação cambial em função da depreciação do Real em relação ao Dólar.

17. Tributos

17.1. Tributos correntes

Imposto de renda e contribuição social	Ativo Circulante		Passivo Circulante		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	Passivo Não Circulante	31.12.2019
No país						
Tributos sobre o lucro	2.032	10.018	576	288	-	-
Programas de regularização de débitos federais	-	-	234	228	1.853	2.031
	2.032	10.018	810	516	1.853	2.031
No exterior	138	32	219	598	0	-
Total	2.170	10.050	1.029	1.114	1.853	2.031

Demais impostos e contribuições	Ativo circulante		Ativo não circulante		Passivo circulante		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	Passivo não circulante*	31.12.2019
Impostos no país:								
ICMS / ICMS diferido	2.635	2.237	1.522	1.469	3.334	3.058	-	-
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido	1.768	1.681	10.680	10.442	2.829	1.014	191	176
PIS e COFINS - Exclusão do ICMS na base de cálculo	6.392	-	-	-	-	-	-	-
PIS e COFINS - Lei 9.718/98	-	-	3.537	3.304	-	-	-	-
CIDE	19	123	-	-	214	182	-	-
Participação especial/Royalties	-	-	-	-	6.094	7.775	487	1.071
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	-	-	-	-	551	937	-	-
Outros	453	129	621	617	608	761	1.430	905
Total no país	11.267	4.170	16.360	15.832	13.630	13.727	2.108	2.152
Impostos no exterior	46	67	51	45	66	73	-	-
Total	11.313	4.237	16.411	15.877	13.696	13.800	2.108	2.152

(*)Os valores de demais impostos e contribuições no passivo não circulante estão classificados em "Outras passivos"

Os valores constantes no Ativo Circulante da linha de Tributos sobre o lucro se referem basicamente a créditos fiscais resultantes do processo de apuração de IRPJ e CSLL, além dos respectivos saldos negativos relativo aos anos calendário 2018 e 2019.

Os créditos de ICMS/ICMS diferidos são decorrentes de pedidos de créditos extemporâneos e indêbitos, compensados de acordo com a legislação de cada Estado, sendo em média compensados no prazo de 3 anos. Também são decorrentes de créditos originados pela aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado, que são compensados na razão de 1/48 avos, sendo totalmente amortizados em 4 anos.

Os créditos de PIS-COFINS diferidos são referentes preponderantemente às aquisições de bens e serviços para ativos em construção "obras em andamento", uma vez que a legislação fiscal só permite o seu aproveitamento após a entrada desses ativos em produção, bem como a Pedidos Eletrônicos de Restituição (PER) de créditos extemporâneos junto à Receita Federal do Brasil.

As participações governamentais são compensações financeiras devidas à União pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no território brasileiro. As participações governamentais são compostas pelos royalties, participações especiais, bônus de assinatura e pagamento pela ocupação ou retenção de área.

Exclusão de ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS

Em 2020, a Petrobras e controladas obtiveram decisão judicial favorável e definitiva acerca da exclusão do ICMS da base de cálculo das contribuições do PIS e da COFINS e reconheceu o montante de R\$ 16.764, registrado no ativo circulante como impostos e contribuições. Os créditos reconhecidos no ativo se referem à exclusão do ICMS efetivamente recolhido da base de cálculo das contribuições do PIS e da COFINS, cujos valores foram pagos indevidamente em competências compreendidas entre os meses de outubro de 2001 a agosto de 2020.

O reconhecimento dos créditos como ativo atende ao pronunciamento técnico CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, por ser praticamente certa a entrada de benefício econômico para a companhia, uma vez que: (i) a decisão transitada em julgado em 2020 se constitui um direito que deixou de ser contingente na data dessa decisão; e (ii) a metodologia de mensuração adotada é incontroversa por ser aquela aceita pela Receita Federal do Brasil (RFB).

A companhia habilitou esses créditos, dos quais compensou em 2020 com pagamento de outros tributos federais o valor de R\$ 10.372.

Em 31 de dezembro de 2020, o montante atualizado monetariamente pela taxa básica de juros brasileira (Selic) é de R\$ 6.392.

O ganho líquido no resultado registrado em 2020 foi de R\$ 10.656, sendo R\$ 7.878 de recuperação de tributos em outras receitas operacionais, R\$ 8.886 de atualização monetária no resultado financeiro, compensados parcialmente por R\$ 408 de despesas tributárias e R\$ 5.700 de despesas com imposto de renda e contribuição social.

PIS e COFINS Lei 9.718/98

A companhia ajuizou ações ordinárias contra a União referentes à recuperação dos valores recolhidos a título de PIS/COFINS sobre receitas financeiras e variações cambiais ativas, considerando a inconstitucionalidade do §1º do art. 3º da Lei 9.718/98, nos períodos compreendidos entre fevereiro de 1999 a janeiro de 2004.

Todas as ações foram julgadas procedentes e têm o mérito transitado em julgado. O pedido de restituição dos valores requer a prévia homologação pelo Juízo dos laudos de liquidação e posteriormente a execução judicial do direito. Em 2017, para a maior parcela a ser recuperada, houve a publicação de laudo de liquidação favorável à Petrobras. O processo ainda aguarda a homologação pelo Juízo.

Em 31 de dezembro de 2020, o montante atualizado monetariamente é de R\$ 3.537 (R\$ 3.304 em 31 de dezembro de 2019).

17.2. Programas de anistias estaduais

Em 2020, a Petrobras aderiu a programas de anistias estaduais que resultaram no reconhecimento de passivos de R\$ 2.026, sendo R\$ 1.873 em despesa tributária e R\$ 153 em despesa financeira, conforme apresentado a seguir:

Estado	Dispositivo Legal nº	Benefícios auferidos	Débitos Existentes (*)	Benefício de Redução	Valor após benefício
RJ	Lei 9041/2020	Redução de 90% dos juros e de 90% das multas relativos a créditos tributários.	3.110	(1.298)	1.812
ES	Decreto 4.709-R/2020	Remissão de 50% do Imposto devido, 90% da multa e juros devidos.	783	(586)	197
AL	Decreto 71.800/2020	Redução de 95% da multa e juros devidos			
	Decreto 72.199/2020	Remissão de 50% do Imposto e, 90% da multa e juros devidos	32	(24)	8
SE	Decreto 40.691/2020	Redução de 90% da multa e juros devidos	16	(10)	6
RN	Lei 10.784/2020	Redução de 95% da multa e juros devidos	9	(6)	3
			3.950	(1.924)	2.026

(*) R\$ 3.188 estavam classificados como perda possível e R\$ 705 se referem a denúncia espontânea (RJ).

Estado do Rio de Janeiro

A Petrobras, baseada na gestão de riscos associados ao contencioso e em linha com a estratégia de geração de valor através da gestão de contingências, decidiu por buscar acordo visando o pagamento de autos de infração e realização de denúncia espontânea junto ao estado do Rio de Janeiro. O acordo, celebrado com base no Convênio ICMS 51/2020 e Lei RJ 9.041/2020, permite a redução de 90% dos valores devidos a título de multa e juros, resultando em um desembolso de aproximadamente R\$ 1.803.

O citado acordo permitiu o encerramento de contingências relacionadas a cobrança de ICMS e multas nas operações de consumo interno de óleo diesel utilizado pelas unidades marítimas afretadas pela companhia, considerando a aprovação, no mesmo dispositivo legal, com uma redução na carga tributária nos fornecimentos internos de óleo diesel marítimo, ao invés da alíquota anteriormente exigida de 12%, chegando assim a uma solução definitiva para a causa dessas contingências. O desembolso ocorreu de forma parcelada, tendo sido integralmente liquidado, conforme Termo de Ajustamento de Conduta Tributária celebrado com o Estado do Rio de Janeiro.

Estado do Espírito Santo

No caso da adesão ao programa de remissão e anistia junto ao Estado do Espírito Santo, celebrada nos termos do Convênio ICMS 146/2019 e Decreto 4.709-R/2020, o pagamento de R\$ 197 ocorreu no mês de outubro de 2020, sendo encerrados débitos tributários decorrentes de divergências quanto à apropriação de créditos de ICMS sobre bens do ativo imobilizado e de diferenças de ICMS em operações com petróleo e derivados. Adicionalmente, foi implantada a sistemática de crédito presumido de ICMS, com base no Convênio ICMS 146/2019, dando uma solução definitiva para a causa desse tipo de contingência.

17.3. Reconciliação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro

A reconciliação dos tributos apurados conforme alíquotas nominais e o valor dos impostos registrados estão apresentados a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	2020	2019	2020	2019
Lucro/(prejuízo) do período antes dos impostos	37	47.242	1.997	44.329
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	(13)	(16.062)	(679)	(15.072)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:				
Juros sobre capital próprio, líquidos	(87)	2.944	(144)	2.936
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	10.140	4.193	-	-
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior (*)	(3.719)	(692)	(3.718)	(692)
Incentivos fiscais	19	172	-	123
Prejuízos fiscais	(2.208)	(2.695)	-	-
Exclusões/(adições) permanentes, líquidas (**)	(1.403)	(3.055)	(947)	(4.691)
Despesas com benefício pós emprego de saúde AMS (***)	2.879	(1.645)	2.885	(1.585)
Resultado de equivalência patrimonial no país e exterior	253	191	7.333	4.661
Outros	348	249	381	263
Imposto de renda e contribuição social	6.209	(16.400)	5.111	(14.057)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	8.940	(11.036)	5.600	(11.924)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(2.731)	(5.364)	(489)	(2.133)
Imposto de renda e contribuição social	6.209	(16.400)	5.111	(14.057)
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	(16.781,1)%	34,7%	(255,9)%	31,7%

(*) Imposto de renda e contribuição social no país referentes aos lucros auferidos nos exercícios por investidas no exterior, conforme dispositivos previstos na Lei nº 12.973/2014.

(**) Inclui efeito sobre acordos judiciais.

(***) Impactada pela revisão do regulamento, conforme nota 19.5.

17.4. Imposto de renda e contribuição social diferidos – não circulante

Movimentação e composição do imposto de renda e da contribuição social diferidos

	2020		2019	
	Consolidado	Controladora	Consolidado	Controladora
Saldo em 1º de janeiro	(1.502)	(9.974)	7.848	(1.028)
Reconhecido no resultado do exercício	8.940	5.600	(11.036)	(11.924)
Reconhecido no resultado de operações descontinuadas	-	-	(2.520)	(2.520)
Reconhecido no patrimônio líquido	24.858	25.225	6.486	6.820
Ajuste acumulado de conversão	559	-	253	-
Utilização de créditos tributários	(332)	(332)	(1.224)	(1.224)
Transferência para disponíveis para venda	8	-	(1.138)	-
Outros	(22)	(1)	(171)	(98)
Saldo em 31 de dezembro	32.509	20.518	(1.502)	(9.974)
Impostos diferidos ativos	33.524	20.518	5.593	-
Impostos diferidos passivos	(1.015)	-	(7.095)	(9.974)
Saldo em 31 de dezembro	32.509	20.518	(1.502)	(9.974)

O quadro a seguir demonstra a composição e o fundamento para realização dos ativos e passivos fiscais diferidos em 31 de dezembro:

Natureza	Fundamento para realização	2020	2019
Imobilizado - Custo com prospecção e desmantelamento de áreas	Depreciação, Amortização e Baixa de Ativos	(16.655)	(22.200)
Imobilizado - Impairment	Amortização, Baixa de Ativos e Reversão Impairment	34.435	25.311
Imobilizado - Outros	Depreciação Amortização e Baixa de Ativos	(45.157)	(39.775)
Empréstimos, contas a receber/pagar e financiamentos	Pagamentos, Recebimentos e Contraprestação	20.335	5.438
Arrendamentos	Depreciação do ativo	6.186	760
Provisão para processos judiciais	Pagamento e Reversão da Provisão	3.453	3.152
Prejuízos fiscais	Compensação de 30% do lucro tributável	12.995	10.121
Estoques	Venda, Baixa e Perda	822	2.541
Benefícios concedidos a empregados, principalmente plano de pensão	Pagamento e reversão da provisão	14.972	14.938
Outros		1.123	(1.788)
Saldo em 31 de dezembro		32.509	(1.502)
Impostos diferidos ativos		33.524	5.593
Impostos diferidos passivos		(1.015)	(7.095)
Saldo em 31 de dezembro		32.509	(1.502)

17.5. Realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos

Os créditos fiscais diferidos ativos foram reconhecidos com base na projeção de lucro tributável nos exercícios subsequentes, suportada pelas premissas do Plano Estratégico (PE) 2021-2025, que tem como principais metas financeiras a maximização do retorno do capital empregado, redução do custo de capital e busca incessante por custos baixos e eficiência.

A Administração considera que os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos baseados nas projeções baseadas no PE.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Em 31 de dezembro de 2020, a expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

	Imposto de Renda e CSLL diferidos, líquidos			
	Consolidado		Controladora	
	Ativos	Passivos	Ativos	Passivos
2021	11.727	254	11.610	-
2022	5.068	111	5.021	-
2023	3.968	106	3.887	-
2024	78	98	-	-
2025	74	230	-	-
2026 em diante	12.609	216	-	-
Parcela registrada contabilmente	33.524	1.015	20.518	-

Em 31 de dezembro de 2020, a companhia possui prejuízos fiscais a compensar decorrentes de controladas no exterior, os quais não foram reconhecidos no exercício como impostos diferidos.

	Ativos	Passivos	Ativos	Passivos
País	184	8	-	-
Exterior	7.113	-	-	-
Parcela não registrada contabilmente	7.297	8	-	-

Estes créditos tributários no exterior não registrados no montante de R\$ 7.113 (R\$ 5.699 em 31 de dezembro de 2019), são decorrentes de prejuízos fiscais acumulados, oriundos, principalmente, das atividades de exploração e produção de óleo e gás e refino nos Estados Unidos.

O quadro a seguir demonstra os prazos máximos para aproveitamento dos créditos tributários não registrados no exterior:

						Consolidado
	2026 - 2028	2029 - 2031	2032 - 2034	2035 - 2037	Sem prazo de prescrição	Total
Créditos tributários não registrados	1.060	3.682	1.665	323	383	7.113

Prática contábil

As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício são reconhecidas no resultado a menos que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido, compreendendo os impostos correntes e diferidos calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de IRPJ de 10% sobre o lucro tributável (lucro real) para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável (lucro real) para contribuição social sobre o lucro líquido, considerando-se a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro tributável (lucro real) do exercício. Desde 2015, despesas com imposto de renda sobre lucros auferidos por subsidiárias no exterior são reconhecidas conforme estabelecido pela Lei nº 12.973/2014.

a) Imposto de renda e contribuição social correntes

São calculados com base no lucro tributável apurado conforme legislação pertinente e alíquotas vigentes no final do período que está sendo reportado. As incertezas sobre tratamento de tributos sobre o lucro são avaliadas periodicamente, levando em consideração a probabilidade de aceitação pela autoridade fiscal.

O imposto de renda e a contribuição social correntes são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, quando existe direito legalmente executável para compensar os valores reconhecidos e quando há intenção de liquidar em bases líquidas, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

b) Imposto de renda e contribuição social diferidos

São geralmente reconhecidos sobre as diferenças temporárias apuradas entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis, e mensurados pelas alíquotas que se espera que sejam aplicáveis no período quando for realizado o ativo ou liquidado o passivo, com base nas alíquotas (e legislação fiscal) que estejam promulgadas ou substantivamente promulgadas ao final do período que está sendo reportado.

O ativo fiscal diferido é reconhecido para todas as diferenças temporárias dedutíveis, inclusive para prejuízos e créditos fiscais não utilizados, na medida em que seja provável a existência de lucro tributável contra o qual a diferença temporária dedutível possa ser utilizada, a não ser que o ativo fiscal diferido surja do reconhecimento inicial de ativo ou passivo na transação que não é uma combinação de negócios e no momento da transação não afeta nem o lucro contábil nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

A existência de lucro tributável futuro baseia-se em estudo técnico, aprovado pela Administração da companhia.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são apresentados líquidos, quando existe direito legalmente executável à compensação dos ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais correntes e os ativos fiscais diferidos e os passivos fiscais diferidos estão relacionados com tributos sobre o lucro lançados pela mesma autoridade tributária na mesma entidade tributável ou nas entidades tributáveis diferentes que pretendem liquidar os passivos e os ativos fiscais correntes em bases líquidas, ou realizar os ativos e liquidar os passivos simultaneamente, em cada período futuro no qual se espera que valores significativos dos ativos ou passivos fiscais diferidos sejam liquidados ou recuperados.

18. Salários, férias, encargos e participações

Os saldos relativos aos principais benefícios, de curto e longo prazos, concedidos aos empregados estão representados a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Plano de desligamento voluntário (PDV)	4.678	565	4.569	565
Programa de remuneração variável	2.715	2.640	2.515	2.537
Provisão de férias	2.443	2.659	2.171	2.369
Salários, encargos e outras provisões	1.059	856	925	738
Participação nos lucros ou resultados	20	65	2	-
Total	10.915	6.785	10.182	6.209
Circulante	10.150	6.632	9.418	6.056
Não circulante	765	153	764	153

18.1. Programas de desligamento

Em 31 de dezembro de 2020, a companhia possui sete programas de desligamentos voluntários (PDV) e de aposentadoria incentivada (PAI), que preveem basicamente as mesmas vantagens legais e indenizatórias cujos prazos para inscrição terminaram entre junho e dezembro de 2020, totalizando 11.117 adesões, incluindo 541 adesões da Transpetro, PBIO e TBG, sendo:

- PDV 2019 destinado aos aposentados pelo INSS até promulgação da Reforma da Previdência. O programa teve as inscrições reabertas durante o mês de janeiro de 2021 para empregados ainda não inscritos ou que tenham desistido da adesão por qualquer motivo até 29/12/2020;
- PDV específico para empregados lotados em ativos/unidades em processo de desinvestimento;
- PDV exclusivo para os empregados que trabalham no segmento corporativo da empresa;
- PAI para empregados aposentáveis após a promulgação da Reforma da Previdência;
- PDV destinado para empregados do quadro de mar e terra da Transpetro;

vi. PDV destinado para empregados da PBIO; e

vii. PDV destinado para empregados da TBG.

A movimentação da provisão em 31 de dezembro de 2020, está representada a seguir:

	31.12.2020	Consolidado 31.12.2019
Saldo inicial	565	141
Operações descontinuadas	-	(83)
Inscritos no PDV	5.723	798
Revisão de provisão (desistências / atualização)	(315)	(8)
Utilização por desligamento	(1.295)	(283)
Saldo final	4.678	565
Circulante	3.921	394
Não circulante	757	171

Em 7 de abril de 2020, o Conselho de Administração aprovou ajustes nos programas de desligamento vigentes que geraram uma provisão adicional de R\$ 1.290 referente ao público inscrito e já desligado, bem como aprovou a criação do Programa de Aposentadoria Incentivada (PAI), programa de desligamento com prazo de inscrição entre 6 de maio de 2020 e 31 de julho de 2020, voltado aos empregados aposentáveis que, após a promulgação da Reforma da Previdência, não puderam participar do PDV 2019.

O reconhecimento da provisão para gastos com os programas de aposentadoria ocorreu na medida em que os empregados realizaram a adesão.

A companhia optou por diferir o pagamento das indenizações em duas parcelas, sendo uma no momento do desligamento e a outra em julho de 2021 ou um ano após o desligamento, o que for maior, com estimativa de desembolso em R\$ 4.678, sendo R\$ 3.921 em 2021, R\$ 664 em 2022 e R\$ 93 em 2023.

18.2. Remuneração variável

Programa de Prêmio por Performance – PPP

Em 26 de janeiro de 2021, o Conselho de Administração aprovou ajuste nos critérios para concessão do PPP 2020 para os empregados (anteriormente aprovado em 28 de abril de 2020).

O regulamento do PPP estabelece que para o acionamento do Programa é necessário haver lucro líquido no exercício, desconsiderando em sua apuração os impactos dos valores a título do *impairment* e da variação cambial registrada no resultado financeiro líquido da Petrobras, associado ao cumprimento de métricas de desempenho da companhia e ao desempenho individual dos empregados e resultado das áreas.

Em 2020, a companhia provisionou R\$ 2.659 (R\$ 2.457 na controladora) referente à remuneração variável do exercício de 2020 dos empregados, registrado em outras despesas operacionais.

18.3. Participação nos Lucros ou resultados

Em 29 de dezembro de 2020, as 17 entidades sindicais que representam empregados de bases terrestres assinaram o acordo para PLR 2021/2022, dentro do prazo determinado pelo Acordo Coletivo de Trabalho (ACT). Entre as bases marítimas, apenas o Sindmestre (Sindicato Nacional dos Mestres de Cabotagem e dos Contra Mestres em Transportes Marítimos) assinou o acordo dentro do prazo definido pelo ACT.

O regramento PLR 2021/2022 abrange os empregados que não ocupam funções gratificadas e prevê um estabelecimento de um piso/teto mínimo de até duas remunerações para empregados que ganham até R\$ 10 mil e será cumulativo ao pagamento do Programa de Prêmio por Performance – PPP.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Para que haja o acionamento da PLR nos anos de 2021 e de 2022, além do acordo de PLR ter sido assinado, é necessário o atingimento dos seguintes gatilhos/requisitos: i) Declaração e pagamento de remuneração ao acionista, referente ao exercício considerado, aprovado pelo Conselho de Administração (CA), ii) Apuração de lucro líquido no exercício de referência e iii) Atingimento do percentual médio, ponderado pelo peso, do conjunto das metas dos indicadores de no mínimo 80%.

O montante máximo de PLR a ser distribuído está limitado a 6,25% do lucro líquido e a 25% dos dividendos distribuídos aos acionistas, em cada exercício.

19. Benefícios pós-emprego – Planos de pensão e saúde

Os saldos relativos a benefícios pós-emprego concedidos a empregados estão representados a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Passivo				
Plano de assistência multidisciplinar de saúde (AMS)	27.836	48.312	27.014	46.921
Plano de pensão Petros Repactuados (PPSP-R) (*)	31.265	41.239	31.265	41.239
Plano de pensão Petros Não Repactuados (PPSP-NR) (*)	8.424	13.154	8.424	13.154
Plano de pensão Petros Repactuados Pré-70 (PPSP-R Pré-70)	7.837	-	7.837	-
Plano de pensão Petros Não Repactuados Pré-70 (PPSP-NR Pré-70)	5.588	-	5.588	-
Plano de pensão Petros 2 (PP2)	2.477	3.987	2.130	3.455
Outros planos	76	98	-	-
Total	83.503	106.790	82.258	104.769
Circulante	8.049	3.577	8.049	3.577
Não Circulante	75.454	103.213	74.209	101.192
Total	83.503	106.790	82.258	104.769

(*) Inclui obrigação com aporte contributivo referente à revisão do pecúlio, conforme mencionado no item b1 desta nota.

19.1. Descrição dos planos de benefícios

A companhia patrocina planos de pensão e saúde aos seus empregados, sendo patrocinadoras de cada um dos planos:

	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	AMS	Outros planos
Petrobras	X	X	X	X	
Petrobras Transporte S.A. – Transpetro			X	X	
Petrobras Biocombustível – PBIO			X	X	
Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A. – TBG			X	X	
Termobahia			X	X	
Termomacacé			X		
Araucária Nitrogenados			X		X (**)

(*) Inclui os planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

(**) A Araucária Nitrogenados patrocina o plano de pensão UltraFértil e um plano de saúde de mercado.

Em 2020, os principais marcos da governança da Petrobras na gestão dos passivos dos planos de benefícios de pensão e saúde, que vem contribuindo para o fortalecimento, melhoria da liquidez dos planos e continuidade dos benefícios patrocinados pelas patrocinadoras, estão destacados a seguir:

- Novo plano de equacionamento de déficit - Novo PED - com algumas alterações nos regulamentos dos planos PPSP R e PPSP NR;
- Novo modelo de gestão para AMS;
- Novo plano de previdência complementar na modalidade de contribuição definida – PP3; e
- Liquidação parcial antecipada do Termo de Compromisso Financeiro com a Fundação Petros, no valor de R\$ 94 em dezembro de 2020 e R\$ 4.493 em janeiro de 2021.

Maiores informações sobre o resultado dessas ações, bem como de outras iniciativas, estão apresentadas nos itens específicos de cada plano de benefícios.

a) Plano de Assistência Multidisciplinar de Saúde (AMS)

A companhia mantém um plano de assistência médica (AMS), que cobre todos os empregados das empresas no Brasil (ativos e inativos) e dependentes. O plano é administrado pela própria companhia e sua gestão é baseada em princípios de autossustentabilidade do benefício, e conta com programas preventivos e de atenção à saúde. O principal risco atrelado a benefícios de saúde é relativo ao ritmo de crescimento dos custos médicos, decorrente tanto da implantação de novas tecnologias e inclusão de novas coberturas quanto de um maior consumo de saúde. Nesse sentido, a companhia busca mitigar esse risco por meio de aperfeiçoamento contínuo de seus procedimentos técnicos e administrativos, bem como dos diversos programas oferecidos aos beneficiários.

Os empregados contribuem com uma parcela mensal pré-definida para cobertura de grande risco e com uma parcela dos gastos incorridos referentes às demais coberturas, ambas estabelecidas conforme tabelas de participação baseadas em determinados parâmetros, incluindo níveis salariais e etários, além do benefício farmácia que prevê condições especiais na aquisição de certos medicamentos, através de reembolso ou *delivery*, com coparticipação dos beneficiários. O plano de assistência médica não está coberto por ativos garantidores.

O pagamento dos benefícios é efetuado pela companhia com base nos custos incorridos pelos participantes, sendo a participação financeira da companhia e dos beneficiários nas proporções dos itens abaixo e nas formas previstas no acordo coletivo de trabalho.

- i. A partir de janeiro de 2021 a participação será na proporção de 60% (sessenta por cento) dos gastos cobertos pela companhia e os 40% (quarenta por cento) restantes pelos participantes;
- ii. A partir de janeiro de 2022 a participação passará a respeitar limite paritário, de acordo com o previsto na Resolução CGPAR nº 23, na proporção de 50% (cinquenta por cento) entre a companhia e os participantes.

A companhia e as Entidades sindicais estabeleceram que se houver mudança ou revogação da Resolução da CGPAR nº 23, em decorrência de atos ou diplomas regularmente baixados pelos poderes executivo ou legislativo, permanecerá a relação 60% x 40%, até novo ajuste entre as partes.

Até 31 de dezembro de 2020, a participação financeira da companhia era na proporção de 70% (setenta por cento) e os 30% (trinta por cento) restantes pelos beneficiários.

Em 31 de dezembro de 2020, considerando que as mudanças na proporção do custeio do Plano AMS trazidas pela assinatura ACT 2020-2022 ocasionaram uma alteração no plano, a companhia reconheceu um ganho no resultado do exercício de R\$ 13.062 (R\$ 12.797 na Controladora) como custo do serviço passado, sendo parte reconhecido em custos e despesas relacionados a participantes ativos e parte reconhecido em outras despesas operacionais relacionadas a participantes assistidos.

Em 31 de dezembro de 2020, a duração média do passivo do plano é de 15,26 anos (21,64 anos em 31 de dezembro de 2019).

a.1) Novo modelo de gestão de saúde

Em 28 de abril de 2020, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou um novo modelo de gestão para a Assistência Multidisciplinar de Saúde. A gestão da AMS Petrobras passará a ser realizada por uma associação civil, sem fins lucrativos, nomeada pelos beneficiários como Saúde Petrobras (APS), mantendo a modalidade de autogestão. O novo modelo está de acordo com as exigências da Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS).

Com a transferência para o novo modelo de gestão, não haverá alteração do benefício, cobertura ou abrangência, bem como efeitos contábeis.

Atualmente, a associação encontra-se em fase de obtenção de habilitações e registros necessários para o novo modelo de gestão e operação das atividades, estimada para ser implementada no 1º trimestre de 2021.

b) Planos de pensão

A gestão dos planos de previdência complementar da companhia é responsabilidade da Fundação Petrobras de Seguridade Social – Petros, que foi constituída pela Petrobras como uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira.

b.1) Planos de Pensão Petros Repactuados e Não Repactuados (PPSP-R e PPSP-NR)

Os planos Petros Repactuados e Não Repactuados (anteriormente Plano Petros do Sistema Petrobras – PPSP) são planos de previdência de benefício definido, instituídos pela Petrobras em julho de 1970, que asseguram aos participantes uma complementação do benefício concedido pela Previdência Social. O plano está fechado aos empregados admitidos desde setembro de 2002.

A avaliação do plano de custeio da Fundação Petros é procedida em regime de capitalização, para a maioria dos benefícios. As patrocinadoras efetuam contribuições regulares em valores iguais aos valores das contribuições dos participantes (empregados, assistidos e pensionistas), ou seja, de forma paritária.

Em 28 de abril de 2020, foram aprovados pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest) e, em 5 de maio de 2020, pela Superintendência Nacional de Previdência Complementar (Previc), o novo Plano de Equacionamento de Déficit (Novo PED) dos planos PPSP – R e PPSP- NR, bem como as alterações no regulamento referente à redução do benefício de pecúlio e outras.

O Novo PED, que abrange os déficits de 2015 a 2018 e incorpora o resultado de 2019, foi avaliado em R\$ 33.700 em 31 de dezembro de 2019. Do valor total, o montante de R\$ 15.620 é de responsabilidade da Petrobras, em cumprimento ao princípio da paridade contributiva prevista na Emenda Constitucional nº 20/1998, sendo R\$ 13.566 por meio de contribuições extraordinárias ao longo da existência dos planos e R\$ 2.054 de aporte contributivo como contrapartida da companhia pela redução do benefício de pecúlio.

O aporte será pago em 40 prestações semestrais por um prazo de até 20 anos e atualizado com base na meta atuarial fixa dos planos, revista anualmente. Em 31 de dezembro de 2020, o saldo da obrigação com aporte contributivo atualizado totalizava R\$ 2.206.

O restante do déficit será suportado pelas demais patrocinadoras e participantes dos planos PPSP-R e PPSP-NR.

O atual modelo, que substituiu o plano de equacionamento anterior, difere do aplicado no PED-2015 e teve como objetivo reduzir as contribuições extraordinárias no orçamento mensal de grande parte dos participantes por meio da: (i) extensão do tempo de cobrança para vitalício, em substituição aos 18 anos; (ii) adoção de alíquota única para ativos e outra para assistidos (iii) instituição de uma contribuição anual de 30% sobre o 13º benefício; e (iv) redução do valor do benefício de pecúlio.

O Novo PED inclui alteração de alguns direitos e mudanças no regulamento do PPSP-R e do PPSP-NR em adequação à Resolução 25 da CGPAR (Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administração de Participações Societárias da União), de 6 de dezembro de 2018, que estabelece diretrizes e parâmetros para as empresas estatais federais quanto ao patrocínio de planos de benefícios de previdência complementar.

No segundo trimestre de 2020, com a aprovação do Novo PED e com base nos normativos vigentes, a companhia efetuou a remensuração intermediária do passivo dos planos de benefícios de pensão PPSP-R e PPSP-NR, apurando um ganho líquido no resultado de R\$ 51, sendo R\$ 2.105 pela redução do benefício de pecúlio e outras alterações no regulamento, compensado parcialmente pela assunção da obrigação de aporte contributivo de R\$ 2.054. Para informações relacionadas à remensuração no período de 12 meses, ver item (b) Valor presente da obrigação (VPO).

O custo do serviço passado apurado é resultante das mudanças ocorridas nos regulamentos dos planos, principalmente pela redução do benefício de pecúlio e pela desvinculação do INSS, bem como pelo estabelecimento de uma unidade de referência do plano (UR), que fixa um valor único, de R\$ 4 mil, reajustado anualmente pelo IPCA, necessário para determinar o valor da suplementação Petros, em substituição ao valor do INSS estimado, dos participantes ativos sem direito adquirido (ativos que não se aposentaram pelo INSS antes da alteração do regulamento).

A desvinculação do INSS prevê que o benefício Petros seja concedido ao participante independentemente da aposentadoria pela Previdência Social.

A duração média do passivo atuarial dos planos PPSP R e PPSP NR é de 12,43 anos e 11,51 anos, respectivamente, em 31 de dezembro de 2020 (13,78 anos e 11,05 anos em 31 de dezembro de 2019, respectivamente).

As contribuições esperadas do PPSP R e PPSP NR, para 2021, somaram R\$ 1.246 e R\$ 386, respectivamente.

b.2) Planos de Pensão Petros Repactuados Pré-70 e Não Repactuados Pré-70 (PPSP R Pré-70 e PPSP NR Pré-70)

Os planos Petros Repactuados Pré-70 (PPSP R Pré-70) e Petros Não Repactuados Pré-70 (PPSP NR Pré-70) são planos de benefício definido derivados da cisão do Plano Petros Repactuados e Petros Não Repactuados, ocorrida em 1º de janeiro de 2020.

O grupo Pré-70 é formado por empregados da Petrobras admitidos anteriormente a 1º de julho de 1970, que se inscreveram no Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP) até 1º de janeiro de 1996 e se mantiveram ininterruptamente vinculados à patrocinadora de origem até a obtenção da condição de assistidos.

A Petrobras se responsabiliza por eventuais desequilíbrios no passivo do Pré-70, de acordo com regras específicas que regem a relação destes participantes com o plano, tendo em vista o Termo de Compromisso Financeiro - TCF existente entre Petrobras e Fundação Petros, que isenta o grupo do pagamento de contribuições extraordinárias, em caso de déficit.

A duração média do passivo atuarial dos planos PPSP R Pré-70 e PPSP NR Pré-70 é de 8,85 anos e 8,62 anos, respectivamente, em 31 de dezembro de 2020.

As contribuições esperadas, para 2021, somaram R\$ 38 e R\$ 35, respectivamente.

b.2.1) Termo de Compromisso Financeiro – TCF

Em 31 de dezembro de 2020, os saldos do TCF, Termos de Compromisso Financeiro - TCF, assinados em 2008 pela companhia e a Fundação Petros para cobrir obrigações com planos de benefício definido, estão representados a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	31.12.2020
Passivo	
Plano de pensão Petros Repactuados Pré-70 (PPSP R Pré-70) (*)	6.465
Plano de pensão Petros Não Repactuados Pré-70 (PPSP NR Pré-70) (*)	4.168
Plano de pensão Petros Repactuados (PPSP-R)	2.399
Total	13.032

(*). Inclui o valor do aditivo firmado ao TCF Pré-70, no montante de R\$ 1.089, sendo R\$ 524 do PPSP R Pré-70 e R\$ 565 do PPSP NR Pré-70.

Os compromissos dos TCF têm prazo de vencimento em 20 anos com pagamento de juros semestrais de 6% a.a. sobre o saldo a pagar atualizado. Nesta mesma data, a companhia possuía estoque de petróleo e/ou derivados dado como garantia dos TCF no valor de R\$ 14.293.

Cabe destacar que o saldo do TCF é um compromisso já registrado nas demonstrações financeiras da Petrobras, compondo o registro do valor de passivo atuarial.

Em 15 de janeiro de 2021, a Companhia realizou a liquidação parcial antecipada do Termo de Compromisso Financeiro Pré-70 (TCF Pré-70) no valor de R\$ 4.493 bilhões, sendo R\$ 2.432 do PPSP R Pré-70 e R\$ 2.061 do PPSP NR Pré-70. Com o pagamento, o montante de garantias reais está sendo revisto.

O pagamento de juros estimado sobre os TCFs, para 2021, totaliza R\$ 504.

b.3) Plano Petros 2

O Plano Petros 2 foi implementado em julho de 2007, na modalidade de contribuição variável, e está aberto para novas adesões.

A parcela desse plano com característica de benefício definido refere-se à cobertura de risco com invalidez e morte, garantia de um benefício mínimo e renda vitalícia, sendo que os compromissos atuariais relacionados estão registrados de acordo com o método da unidade de crédito projetada. A parcela do plano com característica de contribuição definida destina-se à formação de reserva para aposentadoria programada, cujas contribuições são reconhecidas no resultado de acordo com o pagamento.

A contribuição da companhia para parcela de contribuição definida totalizou R\$ 911 em 2020 (R\$ 976 em 2019).

A parcela da contribuição com característica de benefício definido está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2021, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Fundação Petros, que se baseou na recomendação da consultoria atuarial da Fundação Petros. Dessa forma, toda contribuição deste período está sendo destinada para conta individual do participante.

As contribuições esperadas das patrocinadoras, para 2021, totalizam R\$ 978, referentes à parcela de contribuição definida.

A duração média do passivo atuarial do plano é de 22,07 anos em 31 de dezembro de 2020 (23,34 anos em 31 de dezembro de 2019).

19.2. Obrigações e despesas líquidas atuariais, calculados por atuários independentes, e valor justo dos ativos dos planos

a) Movimentação das obrigações reconhecidas no balanço patrimonial.

Representa a obrigação da companhia, líquida dos ativos garantidores e descontada a valor presente, calculada de acordo com a metodologia estabelecida no CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados, aprovado pela Deliberação CVM nº 695/2012, que diverge das práticas contábeis adotadas pelos fundos de pensão regulados pelo Conselho Nacional de Previdência Complementar.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Em 31 de dezembro de 2020, a redução do passivo atuarial com planos de benefícios pós emprego de R\$ 25.493 refere-se basicamente ao ganho atuarial de R\$ 12.853, reconhecido no patrimônio líquido, com a remensuração do passivo decorrente das variações de premissas atuariais 2020 x 2019, e ao ganho atuarial de R\$ 13.062, reconhecido em outras receitas operacionais, como custo de serviço passado em função da alteração na regra de custeio do plano AMS.

						2020
	Planos de pensão			Plano de saúde	Outros planos	
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	AMS		Total
Valores reconhecidos no balanço patrimonial						
Valor presente das obrigações (VPO)	82.354	25.003	6.115	27.836	136	141.444
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(44.951)	(11.498)	(3.638)	-	(60)	(60.147)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	37.403	13.505	2.477	27.836	76	81.297
Movimentação do passivo atuarial líquido						
Saldo em 1º de janeiro	41.239	13.154	3.987	48.312	98	106.790
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	454	206	571	(8.461)	14	(7.216)
Custo do serviço (**)	(1.606)	(477)	280	(11.882)	1	(13.684)
Custo dos juros, líquidos	2.060	683	291	3.421	13	6.468
Reconhecidos no PL - outros resultados abrangentes	(1.833)	1.519	(2.081)	(10.417)	(41)	(12.853)
Perdas (ganhos) de remensuração	(1.833)	1.519	(2.081)	(10.417)	(41)	(12.853)
Efeito caixa	(2.457)	(1.374)	-	(1.598)	(4)	(5.433)
Pagamento de contribuições	(1.324)	(416)	-	(1.598)	(4)	(3.342)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(1.133)	(958)	-	-	-	(2.091)
Outros movimentos	-	-	-	-	9	9
Outros	-	-	-	-	9	9
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro	37.403	13.505	2.477	27.836	76	81.297
Obrigação com aporte contributivo pela revisão do pecúlio	1.699	507	-	-	-	2.206
Obrigação total com planos de saúde e pensão	39.102	14.012	2.477	27.836	76	83.503

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

(**) Inclui o ganho com custo do serviço passado, no montante de R\$ 2.105 decorrente da alteração dos planos PPSP R e PPSP NR e R\$ 13.062 decorrente da alteração da regra de custeio do plano AMS.

						2019
	Planos de pensão			Plano de saúde	Outros planos	
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	AMS		Total
Valores reconhecidos no balanço patrimonial						
Valor presente das obrigações (VPO)	84.320	24.001	6.741	48.312	152	163.526
(-) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)	(43.081)	(10.847)	(2.754)	-	(54)	(56.736)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	41.239	13.154	3.987	48.312	98	106.790
Movimentação do passivo atuarial líquido						
Saldo em 1º de janeiro	27.711	11.161	1.591	47.411	275	88.149
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	2.213	834	294	4.850	26	8.217
Custo do serviço	200	24	154	813	8	1.199
Custo dos juros, líquidos	2.013	810	140	4.037	18	7.018
Reconhecidos no PL - outros resultados abrangentes	17.101	3.357	2.170	365	18	23.011
Perdas (ganhos) de remensuração	17.101	3.357	2.170	365	18	23.011
Efeito caixa	(4.212)	(1.504)	-	(1.745)	(28)	(7.489)
Pagamento de contribuições	(1.350)	(428)	-	(1.745)	(28)	(3.551)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(2.862)	(1.076)	-	-	-	(3.938)
Outros movimentos	(1.574)	(694)	(68)	(2.569)	(193)	(5.098)
Operações descontinuadas	(1.574)	(694)	(68)	(2.569)	(3)	(4.908)
Outros	-	-	-	-	(190)	(190)
Saldo do passivo atuarial em 31 de dezembro	41.239	13.154	3.987	48.312	98	106.790

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

b) Valor presente da Obrigação (VPO)

Em 31 de dezembro de 2020, o efeito da atualização das premissas sobre o valor presente das obrigações dos planos de pensão e saúde foi de R\$ 11.328 e reflete basicamente o ganho atuarial na premissa por experiência, com destaque para a saída de participantes no PDV, a perda atuarial na premissa financeira, impactada pela variação da taxa de desconto, e o ganho decorrente da redução da taxa de variação dos custos médicos hospitalares (VCMH).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

						2020
	Planos de pensão			Plano de saúde	Outros planos	
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	AMS		Total
Movimentação						
Valor presente das obrigações no início do exercício	84.320	24.001	6.741	48.312	152	163.526
Reconhecido no resultado	3.176	974	767	(8.461)	18	(3.526)
Custo dos juros	4.782	1.451	487	3.421	17	10.158
Custo do serviço (**)	(1.606)	(477)	280	(11.882)	1	(13.684)
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	(786)	1.124	(1.214)	(10.417)	(35)	(11.328)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência (***)	(2.323)	1.228	294	(3.573)	2	(4.372)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	-	-	(106)	7	5	(94)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	1.537	(104)	(1.402)	(6.851)	(42)	(6.862)
Outros	(4.356)	(1.096)	(179)	(1.598)	1	(7.228)
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(4.743)	(1.174)	(179)	(1.598)	(9)	(7.703)
Contribuições de participantes	387	78	-	-	1	466
Outros	-	-	-	-	9	9
Valor presente das obrigações no fim do exercício	82.354	25.003	6.115	27.836	136	141.444

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

(**) Inclui o ganho com custo do serviço passado, no montante de R\$ 2.105 decorrente da alteração dos planos PPSP R e PPSP NR e R\$ 13.062 decorrente da alteração da regra de custeio do plano AMS.

(***) Inclui efeito das contribuições extraordinárias - Novo PED.

					2019	
	Planos de pensão			Plano de saúde	Outros planos	Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	AMS		
Movimentação						
Valor presente das obrigações no início do exercício	64.665	20.816	3.861	47.411	432	137.185
Reconhecido no resultado	5.555	1.725	482	4.850	33	12.645
Custo dos juros	5.355	1.701	328	4.037	25	11.446
Custo do serviço	200	24	154	813	8	1.199
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	21.621	4.253	2.760	365	27	29.026
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência (**)	4.793	72	(139)	(10.246)	(29)	(5.549)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	184	243	(175)	(694)	(5)	(447)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	16.644	3.938	3.074	11.305	61	35.022
Outros	(7.521)	(2.793)	(362)	(4.314)	(340)	(15.330)
Operações descontinuadas	(3.519)	(1.199)	(230)	(2.569)	(3)	(7.520)
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(4.326)	(1.656)	(132)	(1.745)	(7)	(7.866)
Contribuições de participantes	324	62	-	-	1	387
Outros	-	-	-	-	(331)	(331)
Valor presente das obrigações no fim do exercício	84.320	24.001	6.741	48.312	152	163.526

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

(**) Inclui efeito das contribuições extraordinárias - PED 2015.

Perfil de vencimento do valor presente das obrigações						2020	2019
	Plano de pensão			Plano de Saúde	Outros planos	Total	Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	AMS			
Até 1 ano	4.567	1.620	159	1.354	6	7.706	7.751
De 1 a 5 anos	17.179	5.815	773	4.499	23	28.289	37.508
De 6 a 10 anos	18.055	5.898	756	5.176	26	29.911	32.429
De 11 a 15 anos	17.096	4.044	754	4.464	25	26.383	26.031
Acima de 15 anos	25.457	7.626	3.673	12.343	56	49.155	59.807
Total	82.354	25.003	6.115	27.836	136	141.444	163.526

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

c) Valor justo dos ativos dos planos (VJA)

Os efeitos na economia provenientes da crise sanitária desencadearam uma queda generalizada nos preços dos ativos financeiros no primeiro semestre de 2020, onde as medidas de combate à pandemia levaram a uma forte retração do PIB. Contudo, através de políticas públicas, em especial o auxílio emergencial, foi possível uma retomada relativamente forte da economia no segundo semestre com a recuperação dos preços dos ativos financeiros em relação aos patamares de 2019.

Esse mesmo movimento de recuperação pode ser observado no desempenho das carteiras de investimentos dos planos de previdência patrocinados pela Petrobras, que obtiveram retornos positivos superiores à inflação (4,52% IPCA), com destaque para os planos PPSP-R e PPSP-NR que superaram suas respectivas metas atuariais.

						2020
	Planos de pensão			Plano de saúde	Outros planos	Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR(*)	PP2	AMS		
Movimentação						
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	43.081	10.847	2.754	-	54	56.736
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	2.722	768	196	-	4	3.690
Receita de Juros	2.722	768	196	-	4	3.690
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	1.047	(395)	867	-	6	1.525
Remensuração: Retorno sobre os ativos excedente a receita de juros	1.047	(395)	867	-	6	1.525
Efeito caixa	2.457	1.374	-	1.598	4	5.433
Contribuições pagas pela empresa	1.324	416	-	1.598	4	3.342
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	1.133	958	-	-	-	2.091
Outros movimentos	(4.356)	(1.096)	(179)	(1.598)	(8)	(7.237)
Contribuições de participantes	387	78	-	-	1	466
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(4.743)	(1.174)	(179)	(1.598)	(9)	(7.703)
Outros	-	-	-	-	-	-
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	44.951	11.498	3.638	-	60	60.147

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

						2019
	Planos de pensão			Plano de saúde	Outros planos	Total
	PPSP-R (*)	PPSP-NR(*)	PP2	AMS		
Movimentação						
Valor justo dos ativos dos planos no início do exercício	36.954	9.655	2.270	-	157	49.036
Reconhecido no resultado - custeio e despesas	3.342	891	188	-	7	4.428
Receita de Juros	3.342	891	188	-	7	4.428
Reconhecido no PL - outros resultados abrangentes	4.520	896	590	-	9	6.015
Remensuração: Retorno sobre os ativos excedente a receita de juros	4.520	896	590	-	9	6.015
Efeito caixa	4.212	1.504	-	1.745	28	7.489
Pagamento de contribuições	1.350	428	-	1.745	28	3.551
Pagamento do termo de compromisso financeiro	2.862	1.076	-	-	-	3.938
Outros movimentos	(5.947)	(2.099)	(294)	(1.745)	(147)	(10.232)
Operações descontinuadas	(1.945)	(505)	(162)	-	-	(2.612)
Contribuições de participantes	324	62	-	-	1	387
Benefícios pagos pelo plano, líquidos de contribuições de assistidos	(4.326)	(1.656)	(132)	(1.745)	(7)	(7.866)
Outros	-	-	-	-	(141)	(141)
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	43.081	10.847	2.754	-	54	56.736

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70.

Buscando manter um bom desempenho em seus investimentos, a Fundação Petros elabora anualmente Políticas de Investimentos (PI) específicas para cada plano que têm a função de definir a condução da gestão de seus ativos para um período de cinco anos. O modelo de obtenção da melhor carteira para os planos segue duas metodologias: (i) para os planos BDs, a busca pelo menor descasamento de fluxo de caixa líquido, condicionado ao atingimento da meta atuarial; e (ii) para o plano CV, o atingimento da meta atuarial com o menor risco de mercado (VaR) possível. A carteira de ativos do plano deverá obedecer às normas definidas pelo Conselho Monetário Nacional.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

O aperfeiçoamento contínuo da PI, principalmente no último biênio, onde novos conceitos como uma abordagem de Carteira Total para a Gestão de Riscos Financeiros e um foco na evolução do passivo, trouxeram um ganho para a gestão dos ativos dos planos, incluindo, mas não se limitando, a melhorias na governança, transparência no objetivo da gestão e maior robustez metodológica. O modelo de ALM – Asset and Liability Management é utilizado para resolver descasamentos de fluxo de caixa líquido dos planos de benefícios administrados pela Fundação Petros, considerando parâmetros de liquidez e solvência, adotando-se nas simulações o horizonte de 30 anos.

Os ativos dos planos de pensão, segregados por categoria, são os seguintes:

	2020						Consolidado 2019
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	%	Valor justo total ^(*)	%	
Categorias dos ativos dos planos							
Recebíveis	-	4.402	4.402	7	3.881	7	
Renda fixa	22.718	14.615	37.333	62	35.417	62	
Títulos públicos	22.718	2.344	25.062	-	24.908	-	
Fundos de renda fixa	-	7.790	7.790	-	6.482	-	
Outros investimentos	-	4.481	4.481	-	4.027	-	
Renda variável	12.355	714	13.069	22	11.710	21	
Ações à vista	12.355	-	12.355	-	11.095	-	
Outros investimentos	-	714	714	-	615	-	
Investimentos Estruturados	14	572	586	1	747	1	
Imóveis	-	2.926	2.926	5	3.090	5	
	35.087	23.229	58.316	97	54.845	97	
Empréstimos a participantes	-	1.831	1.831	3	1.891	3	
Valor justo dos ativos dos planos no final do exercício	35.087	25.060	60.147	100	56.736	100	

(*) Valores reapresentados para melhor comparabilidade com o exercício atual.

Os ativos de empréstimos concedidos a participantes são avaliados ao custo amortizado, o que se aproxima do valor de mercado.

Em 31 de dezembro de 2020, os investimentos incluem debêntures, no valor de R\$ 45, além de ações ordinárias, no valor de R\$ 6, todos emitidos pela Petrobras, e imóveis alugados pela companhia no valor de R\$ 1.320.

d) Componentes da despesa com planos de pensão e saúde reconhecidos no resultado

	2020			2019	
	Planos de pensão PPSP-R (*)	PPSP-NR (*)	PP2	Plano de Saúde AMS	Outros Planos
Valor presente da obrigação (VPO) – custeio e despesas	3.176	974	767	(8.461)	18
Valor justo dos ativos (VJA) – custeio e despesas	(2.722)	(768)	(196)	-	(4)
Obrigação com aporte contributivo – revisão do pecúlio	1.699	507			
Despesa reconhecida no resultado do exercício	2.153	713	571	(8.461)	14
Empregados ativos – custeio e despesas	529	74	479	(1.621)	8
Inativos – outras despesas operacionais (**)	1.624	639	92	(6.840)	6
Despesa reconhecida no resultado do exercício	2.153	713	571	(8.461)	14

(*) Inclui o saldo dos Planos PPSP-R pré-70 e PPSP-NR pré-70

(**) Inclui valor de (R\$ 4.630) referente a revisão atuarial e R\$ 151 referente atualização da obrigação com aporte contributivo – revisão do pecúlio.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

19.3. Principais premissas atuariais adotadas no cálculo atuarial

	Planos de pensão					2020 Plano de saúde
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	AMS
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	5,83% (05/2020) 7,03% (12/2020)	5,77% (05/2020) 6,97% (12/2020)	6,55%	6,55%	7,44%	7,20%
Taxa de crescimento salarial Nominal(Real + Inflação) (2)	4,75%	4,54%	4,75%	4,54%	6,20%	conforme plano previdenciário
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	6,17% a 3,90% a.a.
Tábua de mortalidade geral	EX-PETROS 2013 (bidecremental)	EX-PETROS 2020 (bidecremental)	EX-PETROS 2016 (bidecremental)	EX-PETROS 2020 (bidecremental)	AT-2012 IAM basic fem desagravada 10%	EX-PETROS 2013 (bidecremental)
Tábua de entrada em invalidez	Grupo americana	Grupo americana	n/a	n/a	Álvaro Vindas desagravada em 40%	Álvaro Vindas desagravada em 40%
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 masculina	AT-49 masculina	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	Experiência Petros 2014	IAPB-57 Forte desagravada em 20%	AT-49 masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	1ª elegibilidade	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 3,32% para 2021 e atingindo 3,9% de 2025 em diante.

(2) Taxa de crescimento salarial apenas da patrocinadora Petrobras, baseado no plano de cargos e salários.

(3) Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora Petrobras.

	Planos de pensão					2019 Plano de saúde
	PPSP-R	PPSP-NR	PPSP-R Pré-70	PPSP-NR Pré-70	PP2	AMS
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	7,13%	7,10%	6,82%	6,81%	7,30%	7,19%
Taxa de crescimento salarial Nominal(Real + Inflação) (2)	4,61%	4,34%	4,61%	4,34%	6,40%	conforme plano previdenciário
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	10,46% a 3,50% a.a.
Tábua de mortalidade geral	EX-PETROS 2013 (bidecremental)	EX-PETROS 2020 (bidecremental)	EX-PETROS 2016 (bidecremental)	EX-PETROS 2020 (bidecremental)	AT-2000 feminina suavizada em 10%	EX-PETROS 2013 (bidecremental)
Tábua de entrada em invalidez	Grupo americana	Grupo americana	n/a	n/a	Grupo americana desagravada em 40%	Grupo americana
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 masculina	AT-49 masculina	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	IAPB 1957 Forte	AT-49 masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	1ª elegibilidade	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 3,61% para 2020 e atingindo 3,5% de 2035 em diante.

(2) Taxa de crescimento salarial apenas da patrocinadora Petrobras, baseado no plano de cargos e salários.

(3) Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora Petrobras.

19.4. Análise de sensibilidade das principais premissas atuariais

A variação de 1 p.p. nas premissas de taxa de desconto e custos médicos teriam os seguintes efeitos:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado					
			Taxa de desconto		Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	
	+ 1 p.p.	Pensão - 1 p.p.	+ 1 p.p.	Saúde - 1 p.p.	+ 1 p.p.	Saúde - 1 p.p.
Obrigação atuarial	(12.346)	15.924	(3.484)	4.412	4.455	(3.386)
Custo do serviço e juros	(24)	1	(188)	240	593	(421)

19.5. Plano Petros 3 (PP-3)

Em 1º de outubro de 2020, o Conselho de Administração aprovou encaminhamento do PP-3 para análise da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST) e para a Superintendência Nacional de Previdência Complementar (PREVIC), após ajustes no regulamento do Plano.

O PP-3 será uma opção previdenciária, na modalidade de contribuição definida (CD), para migração voluntária e exclusiva a participantes e assistidos dos planos PPSP-R e PPSP-NR, ambos Pós-70.

Com a implementação, após obtenção de êxito na conclusão do estudo, a companhia realizará uma revisão atuarial nos planos de origem para apurar o efeito do custo do serviço passado, decorrente da redução do plano, com reconhecimento em resultado do exercício.

Em 27 de janeiro de 2021, a PREVIC e a SEST aprovaram a criação do PP-3 com início de operacionalização previsto para o segundo trimestre de 2021.

Prática contábil

As obrigações com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável. O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final, e considera determinadas premissas atuariais que incluem: estimativas demográficas e econômicas, estimativas dos custos médicos, bem como dados históricos sobre as despesas e contribuições dos funcionários.

O custo do serviço é reconhecido no resultado e compreende: i) custo do serviço corrente, que é o aumento no valor presente da obrigação de benefício definido resultante do serviço prestado pelo empregado no período corrente; ii) custo do serviço passado, que é a variação no valor presente da obrigação de benefício definido por serviço prestado por empregados em períodos anteriores, resultante de alteração (introdução, mudanças ou o cancelamento de um plano de benefício definido) ou de redução (uma redução significativa, pela entidade, no número de empregados cobertos por um plano); e iii) qualquer ganho ou perda na liquidação (*settlement*).

Juros líquidos sobre o valor líquido de passivo de benefício definido é a mudança, durante o período, no valor líquido de passivo de benefício definido resultante da passagem do tempo. Tais juros são reconhecidos no resultado.

Remensurações do valor líquido de passivo de benefício definido são reconhecidos no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, e compreendem: i) ganhos e perdas atuariais e ii) retorno sobre os ativos do plano, excluindo valores considerados nos juros líquidos sobre o valor do passivo, líquido do ativo de benefício definido.

A companhia também contribui para planos de contribuição definida, cujos percentuais são baseados na folha de pagamento, sendo essas contribuições levadas ao resultado quando incorrida.

20. Processos judiciais e contingências

20.1. Processos judiciais provisionados

A companhia constitui provisões em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e para as quais uma estimativa confiável possa ser realizada. As principais ações se referem a:

- Processos trabalhistas, destacando-se: (i) ações individuais de revisão da metodologia de apuração do complemento de remuneração mínima por nível e regime (RMNR); e (ii) ações de terceirizados.
- Processos fiscais, incluindo: (i) não homologação de compensações de tributos federais; e (ii) cobrança e creditamento de ICMS diversos; e (iii) multas por descumprimento de obrigação acessória.
- Processos cíveis referentes a: (i) pleitos envolvendo contratos; (ii) cobrança de royalties e participações governamentais, incluindo royalties sobre extração de xisto; e (iii) multas aplicadas pela ANP relativas a sistemas de medição.
- Processos ambientais, em especial: (i) indenização e multas relativas ao acidente ambiental ocorrido em 2000 no Estado do Paraná; e (ii) multas relativas à operação offshore da companhia.

Os valores provisionados são os seguintes:

Passivo circulante e não circulante	Consolidado		Controladora	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Processos trabalhistas	3.667	3.608	3.401	3.374
Processos fiscais	2.538	1.865	2.459	1.788
Processos cíveis	3.706	6.138	2.963	5.786
Processos ambientais	1.516	935	1.478	935
Total	11.427	12.546	10.301	11.883

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Saldo inicial	12.546	28.695	11.883	22.257
Adição, líquida de reversão	2.494	4.449	2.126	4.273
Utilização	(3.814)	(21.050)	(3.770)	(16.095)
Atualização	104	1.492	62	1.448
Transferência para mantidos para venda	-	(1.136)	-	-
Outros	97	96	-	-
Saldo final	11.427	12.546	10.301	11.883

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2020, a companhia considerou todas as informações disponíveis relativas aos processos em que é parte envolvida para realizar as estimativas dos valores das obrigações e a probabilidade de saída de recursos.

Em 2020, a redução no passivo decorre principalmente das alterações ocorridas nos seguintes casos: (i) redução de R\$ 2.991 referente a litígios de natureza cível envolvendo questões contratuais, predominantemente em função de acordos; e (ii) redução de R\$ 331 referente a acordo homologado no STF em reclamação por indenização de lucro cessante em processo movido por Sergás e pelo Estado de Sergipe; compensados principalmente por: (iii) R\$ 509 na provisão de litígios de natureza cível envolvendo questões contratuais; (iv) R\$ 390 na provisão para pleito envolvendo contrato de engenharia em refinaria; (v) R\$ 508 pela transferência para perda provável em ações de multas ambientais relacionadas à operação da companhia; (vi) R\$ 181 pela transferência para perda provável em ação de cobrança de ICMS em operações de consumo interno do refino; e (vii) R\$ 477 de multas na esfera estadual relativas às obrigações acessórias.

20.2. Depósitos judiciais

A companhia efetua depósitos na fase judicial a fim de suspender a exigibilidade do débito de natureza tributária e permitir ao contribuinte a manutenção de sua regularidade fiscal. Os depósitos judiciais são apresentados de acordo com a natureza das correspondentes causas:

Ativo não circulante	Consolidado		Controladora	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Fiscais	26.785	23.885	26.715	23.809
Trabalhistas	4.317	4.258	4.137	4.085
Cíveis	5.688	4.361	5.674	4.347
Ambientais	588	645	566	620
Outros	460	49	395	-
Total	37.838	33.198	37.487	32.861

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Saldo inicial	33.198	26.003	32.861	24.476
Adição, líquido de reversão	4.672	7.942	4.618	7.796
Utilização	(441)	(739)	(393)	(685)
Atualização financeira	431	1.300	427	1.274
Transferência para mantidos para venda	-	(1.305)	-	-
Outros	(22)	(3)	(26)	-
Saldo final	37.838	33.198	37.487	32.861

Em 2020, a companhia realizou depósitos judiciais no montante de R\$ 4.672, incluindo: (i) R\$ 1.446 referentes a afretamento de plataformas pela discussão jurídica relacionada a incidência do IRRF; (ii) R\$ 1.469 referentes a IRPJ e CSLL pela não adição dos lucros de controladas e coligadas domiciliadas no exterior à base de cálculo do IRPJ e CSLL; (iii) R\$ 1.130 referentes a unificação de campos (Cernambi, Tupi, Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça); (iv) R\$ 421 de depósito em garantia no exterior para ação de arresto de navio; e (v) R\$ 359 referentes à cobrança de IRPJ e CSLL em razão da dedução de despesas pelo aporte no Plano Petros.

20.3. Processos judiciais não provisionados

Os processos judiciais que constituem obrigações presentes cuja saída de recursos não é provável ou para os quais não seja possível fazer uma estimativa suficientemente confiável do valor da obrigação, bem como aqueles que não constituem obrigações presentes, não são reconhecidos, mas são divulgados, a menos que seja remota a possibilidade de saída de recursos.

Em 31 de dezembro de 2020, os passivos contingentes acrescidos de juros e atualização monetária, estimados para os processos judiciais cuja probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

Natureza	Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019
Fiscais	127.375	130.499
Trabalhistas	42.505	39.235
Cíveis - Gerais	24.012	24.097
Cíveis - Ambientais	7.613	6.352
Total	201.505	200.183

Os quadros a seguir detalham as principais causas de natureza fiscal, trabalhista, cível e ambiental, cujas expectativas de perdas estão classificadas como possível.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Descrição dos processos de natureza fiscal		31.12.2020	Estimativa 31.12.2019
Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil.			
1) Incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE e PIS/COFINS-importação sobre as remessas para pagamentos de afretamentos de embarcações.			
Situação atual: A discussão jurídica relacionada à incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, no período de 1999 a 2002, trata da legalidade de ato normativo da Receita Federal que garante alíquota zero para as referidas remessas. A companhia ratifica a classificação da perda como possível em virtude de haver manifestações favoráveis ao entendimento da companhia nos Tribunais Superiores e buscará assegurar a defesa de seus direitos.			
Os demais processos envolvendo CIDE e PIS/COFINS encontram-se em fase administrativa e judicial diversas e são classificados como possível em função de haver previsão legal em linha com o entendimento da companhia.			
		49.536	46.884
2) Lucro de controladas e coligadas domiciliadas no exterior não adicionado à base de cálculo do IRPJ e CSLL.			
Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas, permanecendo como perda possível face ao fato de haver manifestações favoráveis ao entendimento da companhia nos Tribunais Superiores.			
		21.340	21.057
3) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal.			
Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas. A companhia obteve decisão definitiva no CARF, cancelando parte dos débitos.			
		4.057	4.106
4) Incidência da contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente a empregados.			
Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa e judicial.			
		4.222	4.000
5) Cobrança da CIDE-Combustível em transações com distribuidoras e postos de combustíveis detentores de medidas liminares que determinavam a venda sem repasse do referido tributo.			
Situação atual: A questão envolve processos na esfera judicial em fases distintas.			
		2.358	2.333
6) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL dos valores pagos como incentivo à repactuação do Plano Petros (ativos e inativos) e serviço passado.			
Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.			
		2.431	2.160
Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Maratáizes, Linhares, Vila Velha e Vitória.			
7) Cobrança do imposto incidente sobre serviços prestados em águas marítimas (ISSQN), em favor de alguns municípios do Estado do ES sob o argumento de que o serviço fora executado em seus "respectivos territórios marítimos".			
Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.			
		5.490	5.039
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, RJ, BA, PA, AL, MA, PB e SE.			
8) Cobrança e creditamento de ICMS em operações de consumo interno de óleo bunker e óleo diesel marítimo destinados a embarcações afretadas.			
Situação atual: Há autuações lavradas pelos Estados, sendo algumas discutidas ainda na esfera administrativa e outras na esfera judicial. A exposição foi reduzida em razão da inclusão de débitos de ICMS em programa de anistia estadual do RJ.			
		1.993	4.799
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, AL e BA.			
9) Exigência de ICMS em operações de saída de Líquido de Gás Natural – LGN e C5+ com emissão de documento fiscal não aceito pela fiscalização, bem como questionamento do direito ao aproveitamento do crédito.			
Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.			
		4.093	4.426
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, AL, AM, PA, BA, GO, MA, SP e PE.			
10) Crédito de ICMS não estornado em razão de saídas isentas ou não tributadas próprias ou promovidas por terceiros em operações subsequentes.			
Situação atual: A questão envolve processos que se encontram na esfera administrativa e judicial diversas.			
		4.249	4.265
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de RJ, BA, PE, SE e AM.			
11) Cobrança de ICMS de transferência entre estabelecimentos, em especial pelo Estado do RJ ao argumento de que as transferências sem destaque de ICMS com fundamento no Regime Especial do RJ reduziram o total de créditos do estabelecimento centralizador.			
Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.			
		4.218	3.986
Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados de SP, SC e RS.			
12) Cobrança do ICMS referente à importação de gás natural proveniente da Bolívia, sob a alegação de serem esses Estados os destinatários finais (consumidores) do gás importado, e não o estado do MS.			
Situação atual: A questão envolve processos nas esferas judicial e administrativa, além de três ações cíveis originárias em trâmite no STF. Em julgamento de ação ajuizada pelo Estado do MS contra os Estados de SP, SC e RS no STF, por maioria de votos foi reconhecido o Estado do MS como legítimo credor do tributo, determinando aos Estados de SP, SC e RS que se abstenham de atuar a Companhia. Com a decisão do STF a expectativa foi alterada para perda remota. A referida decisão ainda não transitou em julgado, estando em curso prazo recursal para os Estados de SP, SC e RS.			
		-	2.581
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ e PR			
13) Cobrança de diferenças de alíquotas de ICMS decorrente de vendas de QAV para empresas aéreas no mercado interno e outros questionamentos decorrentes da utilização de benefício fiscal de ICMS.			
Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial. Em 2020, as legislações federal e do estado do RJ reconheceram a remissão/anistia sobre esses débitos. Em razão disso, a expectativa foi alterada para perda remota nos processos do RJ.			
		110	2.555
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de GO, RJ, PA, BA, SE, AL, SP e PR.			
14) Apropriação de crédito de ICMS sobre a aquisição de mercadorias (produtos em geral) que, no entendimento da fiscalização, se enquadrariam no conceito de material de uso e consumo, sendo indevido o creditamento do imposto.			
Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.			
		2.689	2.428
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do PR, AM, BA, PA, PE, SP e AL.			
15) Incidência de ICMS sobre diferenças no controle de estoques físico e fiscal.			
Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.			
		2.035	2.300

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de SP.

16) Aplicação de diferimento de ICMS nas operações de venda de Biodiesel B100, bem como uso da alíquota de 7% em operações interestaduais de venda de Biodiesel B100 com os Estados do Centro-Oeste, Norte, Nordeste e com o Estado do ES.

Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.

2.162

2.277

Autor: Secretaria de Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, PE, RS, PR e SE.

17) Apropriação de crédito de ICMS sobre aquisições de mercadorias que, no entendimento da fiscalização, não configurariam bens do ativo imobilizado.

Situação atual: A questão envolve processos ainda na esfera administrativa e outros na esfera judicial. A exposição foi reduzida em razão da revisão da expectativa de perda dos processos desse assunto.

1.719

2.267

Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, SP, BA, AL, PB e AM.

18) Aproveitamento de créditos de ICMS na aquisição de brocas e de produtos químicos utilizados na formulação de fluido de perfuração.

Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.

2.174

2.059

Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil.

19) IRPJ e CSLL - Amortização de ágio na aquisição de participações societárias.

Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa diversas

1.694

920

20) Processos diversos de natureza fiscal.

10.805

10.057

Total de processos de natureza fiscal

127.375

130.499

Descrição dos processos de natureza trabalhista

31.12.2020

**Estimativa
31.12.2019**

Autor: Empregados e SINDIPETRO dos Estados do ES, RJ, BA, MG, SP, PE, PB, RN, CE, PI, PR e SC.

1) Ações que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR).

Situação atual: O Pleno do Tribunal Superior do Trabalho - TST julgou o incidente de recurso repetitivo instaurado e decidiu contrariamente à companhia. A Petrobras apresentou Recurso Extraordinário, que atualmente aguarda julgamento no Supremo Tribunal Federal. No dia 26/07/2018, o Supremo Tribunal Federal, por intermédio do seu Ministro Presidente, deferiu o pedido da companhia no sentido de obstar os efeitos do julgamento proferido pelo TST, determinando, com isso, a suspensão das ações individuais e coletivas que discutem o assunto RMNR, até deliberação desta matéria na Suprema Corte ou ulterior deliberação, em sentido contrário, do Relator designado para o processo. No dia 13/08/2018, o Relator designado confirmou a decisão da Presidência e estendeu os seus efeitos às ações rescisórias em curso sobre a matéria, as quais devem permanecer suspensas nos Tribunais em que se encontrem.

34.711

31.164

2) Processos diversos de natureza trabalhista.

7.794

8.071

Total de processos de natureza trabalhista

42.505

39.235

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Descrição dos processos de natureza cível	31.12.2020	Estimativa 31.12.2019
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP.		
1) Processos administrativos e judiciais que discutem diferença de participação especial e royalties em campos diversos.		
Situação atual: As questões envolvem processos em fase administrativa e fase judicial diversas.	4.821	3.597
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP e outras agências reguladoras.		
2) Processos administrativos e judiciais que discutem multas aplicadas pela ANP por suposto descumprimento de programa exploratório mínimo e irregularidades no cumprimento de normas aplicáveis à indústria do petróleo. Também inclui discussão de multas aplicadas por outras agências reguladoras.		
Situação atual: As questões envolvem processos em fase administrativa e judicial diversas.	2.036	2.529
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP		
3) Processos que discutem a determinação da ANP de: unificar os campos de Tupi e Cernambi no Consórcio BM-S-11, unificar os Campos de Baúna e Piracaba, unificar os Campos de Tartaruga Verde e Mestiça; e unificar os Campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte e Pirambu, no complexo Parque das Baleias, gerando assim impactos no recolhimento das participações especiais (PE).		
Situação atual: A lista envolve processos judiciais e arbitrais, conforme abaixo:		
a) Tupi e Cernambi: os valores das supostas diferenças de participações especiais foram inicialmente depositados judicialmente, porém com a cassação da liminar favorável, as diferenças foram pagas diretamente para a ANP, tendo sido retomados tais depósitos judiciais no 2º Trimestre de 2019. A arbitragem continua suspensa por decisão judicial;		
b) Baúna e Piracaba: o Tribunal revisou a ordem anterior que vedava o depósito judicial, de modo que a Petrobras, atualmente, tem depositado os valores controversos. Segue suspensa a arbitragem;		
c) Tartaruga Verde e Mestiças: a Petrobras igualmente foi autorizada a realizar os depósitos dos valores controvertidos. O Tribunal Regional Federal da 2ª Região entendeu pela competência do Tribunal Arbitral, autorizando o prosseguimento da arbitragem.	2.446	1.576
Autor: EIG Management Company nos Estados Unidos		
4) Ação judicial nos Estados Unidos relativos à Sete Brasil Participações S.A. ("Sete").		
Situação atual: A ação judicial proposta pela EIG e afiliadas, na qual alegam que a companhia teria praticado fraude ao induzir os autores a investir na Sete, através de comunicações que teriam deixado de revelar um suposto esquema de corrupção envolvendo a Petrobras e a Sete. Durante o ano de 2020, o caso continuou na fase de produção de provas no juízo de primeira instância. Aguarda-se o agendamento das próximas fases processuais, inclusive da audiência final de mérito. Redução de valor em virtude principalmente do encerramento em 2020 de diversas arbitragens no Brasil referentes ao assunto Sete Brasil.	273	4.128
Autor: Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA) e Companhias Estaduais de Gás.		
5) Ação Civil Pública (ACP) para discutir suposta ilegalidade do fornecimento de gás realizado pela companhia à sua Unidade de Produção de Fertilizantes Nitrogenados (FAFEN/BA) e outras ações judiciais em que se discute o monopólio estadual dos serviços de gás canalizado.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas.	1.601	1.205
6) Processos diversos de natureza cível, com destaque para demandas relacionadas a contratos e responsabilidade civil.	12.835	11.062
Total de processos de natureza cível	24.012	24.097

Descrição dos processos de natureza ambiental	31.12.2020	Estimativa 31.12.2019
Autor: Ministério Público Federal, Ministério Público Estadual do Paraná, AMAR - Associação de Defesa do Meio Ambiente de Araucária, IAP - Instituto Ambiental do Paraná e IBAMA - Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis.		
1) Processo judicial que discute obrigação de fazer, indenização em pecúnia e dano moral referente ao acidente ambiental havido no Estado do Paraná em 16 de julho de 2000.		
Situação atual: Processos julgados procedentes em parte, mediante sentença contra a qual autores e a companhia, ré, interpuseram recursos de apelação. Foi dado parcial provimento aos recursos de apelação e pendem de julgamento embargos de declaração.	2.206	1.894
2) Processos diversos de natureza ambiental, com destaque para multas relativas às operações da companhia e ação civil pública por suposto dano ambiental em virtude do afundamento da Plataforma P-36.	5.407	4.458
Total de processos de natureza ambiental	7.613	6.352

20.4. Ação coletiva na Holanda e arbitragens no Brasil e na Argentina

20.4.1. Ação coletiva na Holanda

Em 23 de janeiro de 2017, Stichting Petrobras Compensation Foundation ("Fundação") ajuizou uma ação coletiva na Holanda, na Corte Distrital de Rotterdam, contra a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), Petrobras Global Finance B.V. (PGF), Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) e alguns ex-gestores da Petrobras.

A Fundação alega que representa os interesses de um grupo não identificado de investidores e afirma que, com base nos fatos revelados pela Operação Lava-Jato, os réus agiram de maneira ilegal perante os investidores. Com base nessas alegações, a Fundação busca uma série de declarações judiciais por parte do tribunal holandês.

Em 23 de agosto de 2017, foi realizada audiência na Corte Distrital de Rotterdam ("Corte") para estabelecer o cronograma do processo. A Petrobras e outros réus apresentaram defesas preliminares em 29 de novembro de 2017 e a Fundação apresentou sua resposta em 28 de março de 2018. Em 28 de junho de 2018, foi realizada audiência para apresentação de argumentos orais das partes. No dia 19 de setembro de 2018, a Corte proferiu sua decisão sobre esses temas preliminares tendo entendido que possui jurisdição para julgar a maioria dos pedidos formulados pela Fundação. Não houve qualquer análise em relação ao mérito da causa, uma vez que o tribunal se manifestou apenas sobre questões processuais.

Em 29 de janeiro de 2020, a Corte determinou que acionistas que entendem português e/ou que compraram ações por meio de intermediários ou outros agentes que entendem tal idioma, dentre outros acionistas, estão sujeitos à cláusula de arbitragem prevista no Estatuto Social da companhia, ficando de fora da ação coletiva proposta pela Fundação. A Corte também considerou o efeito vinculante do acordo firmado para o encerramento da *class action* dos Estados Unidos. Desse modo, a Fundação precisa demonstrar que representa uma quantidade suficiente de investidores que justifique o prosseguimento de uma ação coletiva na Holanda. A Fundação e a Petrobras se manifestaram a respeito dos temas tratados na referida decisão e apresentaram seus argumentos orais em audiência realizada em 26 de janeiro de 2021.

A ação coletiva diz respeito a questões complexas e o resultado está sujeito a incertezas substanciais, que dependem de fatores como: a legitimidade da Fundação para representar os interesses dos investidores, as leis aplicáveis ao caso, a informação obtida a partir da fase de produção de provas, análises periciais, cronograma a ser definido pela Corte e decisões judiciais sobre questões-chave do processo bem como o fato de a Fundação buscar apenas uma decisão declaratória. Não é possível prever no momento se a companhia será responsável pelo pagamento efetivo de indenizações em eventuais ações individuais futuras, eis que essa análise dependerá do resultado desses procedimentos complexos. Além disso, não é possível saber quais investidores serão capazes de apresentar ações individuais subsequentes relacionadas a esse assunto contra a Petrobras.

Ademais, as alegações formuladas são amplas, abrangem um período plurianual e envolvem uma ampla variedade de atividades e, no cenário atual, os impactos de tais alegações são altamente incertos. As incertezas inerentes a todas essas questões afetam o valor e a duração da resolução final dessa ação. Como resultado, a Petrobras é incapaz de estimar uma eventual perda resultante dessa ação. A Petrobras é vítima do esquema de corrupção revelado pela operação Lava-Jato e pretende apresentar e provar esta condição perante o tribunal holandês.

Tendo em vista as incertezas existentes no momento, não é possível realizar qualquer avaliação segura a respeito de eventuais riscos relacionados a este litígio. A eventual indenização pelos danos alegados somente será determinada por decisões judiciais em ações posteriores a serem apresentadas por investidores individuais. A Fundação não pode exigir indenização por danos no âmbito da ação coletiva.

A Petrobras e suas subsidiárias negam as alegações apresentadas pela Fundação e pretendem se defender firmemente.

20.4.2. Arbitragens no Brasil

A Petrobras responde a sete arbitragens instauradas perante a Câmara de Arbitragem do Mercado (CAM), vinculada à B3 – Brasil, Bolsa, Balcão. Seis destas arbitragens foram instauradas por múltiplos investidores nacionais e estrangeiros. A outra, instaurada por associação que não é acionista da companhia, pretende ser coletiva, mediante representação de todos os acionistas minoritários da Petrobras que adquiriram ações na B3 entre 22 de janeiro de 2010 e 28 de julho de 2015. Os investidores pretendem que a companhia os indenize pelos supostos prejuízos financeiros causados pela diminuição do preço das ações da Petrobras listadas em bolsa, no Brasil, decorrentes dos atos revelados pela Operação Lava Jato.

Essas arbitragens envolvem questões bastante complexas, sujeitas a incertezas substanciais e que dependem de fatores como: ineditismo de teses jurídicas, cronogramas ainda a serem definidos pelos Tribunais Arbitrais, a obtenção de provas em poder de terceiros ou oponentes e análises de peritos.

Ademais, as pretensões formuladas são amplas e abrangem vários anos. As incertezas inerentes a todas estas questões afetam o montante e o tempo da decisão final destas arbitragens. Como resultado, a companhia não é capaz de produzir uma estimativa confiável da potencial perda nestas arbitragens.

A depender do desfecho de todos esses casos, a companhia poderá ter que pagar valores substanciais, os quais poderiam ter um efeito material adverso em sua condição financeira, nos seus resultados consolidados ou no seu fluxo de caixa consolidado em um determinado período. Entretanto, a Petrobras não reconhece responsabilidade pelos supostos prejuízos alegados pelos investidores nestas arbitragens, tampouco o cabimento de arbitragem coletiva.

A maioria destas arbitragens ainda está distante de um desfecho, seja em estágios preliminares, seja iniciando a fase de produção de provas, de modo que não há previsão para sentença dos respectivos tribunais arbitrais.

Contudo, em uma das arbitragens, proposta por dois investidores institucionais, no dia 26 de maio de 2020, foi proferida sentença arbitral parcial que indica a responsabilidade da companhia, mas não determina o pagamento de valores pela Petrobras, tampouco encerra o procedimento. Esta arbitragem é confidencial, assim como as demais em curso, e a sentença parcial que não representa um posicionamento da CAM, mas unicamente dos três árbitros que compõem este painel arbitral, não se estende às demais arbitragens existentes.

Em 20 de julho de 2020, a Petrobras ingressou com ação judicial para anulação dessa sentença arbitral parcial, por entender que ela contém graves falhas e impropriedades. Essa ação judicial ainda se encontra pendente e ainda não teve o seu mérito julgado. Em 11 de novembro de 2020, a 5ª Vara Empresarial do Rio de Janeiro anulou a sentença arbitral parcial, em razão dessas graves falhas e impropriedades apontadas pela Petrobras. Ainda cabe recurso contra esta decisão. Em respeito às regras da CAM, a ação judicial tramita em segredo de justiça. A Petrobras reitera que continuará a se defender vigorosamente, em respeito a seus atuais acionistas, em todas as arbitragens de que é parte.

20.4.3. Arbitragem na Argentina

Em 11 de setembro de 2018, a Petrobras foi citada na demanda arbitral proposta por Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa ("Associação") contra a companhia e outras pessoas físicas e jurídicas, perante o Tribunal Arbitral da Bolsa de Valores de Buenos Aires ("Tribunal Arbitral"). Entre outras questões, a Associação alega a responsabilidade da Petrobras por uma suposta perda de valor de mercado das ações da Petrobras na Argentina, em razão dos processos relacionados à Operação Lava Jato.

No dia 14 de junho de 2019, a Companhia informou que o Tribunal Arbitral reconheceu a desistência da arbitragem pelo fato de a Associação não ter pago a taxa de arbitragem no prazo estabelecido. A Associação recorreu ao Poder Judiciário argentino contra essa decisão, tendo sido rejeitados os recursos pelo Tribunal de Apelação em 20 de novembro de 2019. A Associação interpôs novo recurso dirigido à Suprema Corte da Argentina, estando pendente uma decisão final.

A Petrobras nega as alegações apresentadas pela Associação e irá se defender firmemente na arbitragem em referência.

20.5. Outros processos judiciais na Argentina

A Petrobras foi incluída como ré em ações penais na Argentina:

- Ação penal por alegado descumprimento da obrigação de publicar como "fato relevante" no mercado argentino a existência de uma ação coletiva movida por *Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa* perante a Corte Comercial, de acordo com as disposições da lei argentina de mercado de capitais. Vale ressaltar que a Petrobras nunca foi citada no âmbito da referida ação coletiva. A Petrobras apresentou defesas processuais na

ação penal, mas algumas delas ainda não foram decididas pelo juiz. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal N° 3 da cidade de Buenos Aires;

- Ação penal relacionada a uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários, agravada pelo fato de a Petrobras supostamente ter declarado dados falsos nas suas demonstrações financeiras anteriores a 2015. A Petrobras apresentou defesas processuais, mas algumas delas ainda não foram decididas pelo juiz. Em 14 de setembro de 2020, o juiz responsável aceitou a defesa da companhia de imunidade de jurisdição e decidiu que a Petrobras não pode ser demandada em uma ação penal perante a Justiça argentina. A Associação recorreu contra essa decisão, estando o recurso pendente de julgamento. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal N° 2 da cidade de Buenos Aires.

20.6. Processos judiciais – recuperação de tributos

20.6.1. Exclusão de ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS

A companhia ajuizou ações contra a União para pleitear a inconstitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS no período de 2001 até 2020. A referida ação foi julgada integralmente procedente, reconhecendo à Petrobras o direito de compensar os valores indevidamente recolhidos a título de PIS e COFINS, tendo essa decisão transitada em julgado e o respectivo ativo reconhecido no exercício de 2020, conforme nota explicativa 17 de Tributos.

O crédito reconhecido no ativo se refere à exclusão do ICMS efetivamente recolhido da base de cálculo das contribuições do PIS e da COFINS, conforme orientação da Receita Federal do Brasil (Solução de Consulta COSIT 13), enquanto que a diferença para o critério do ICMS destacado na nota fiscal não foi registrada no ativo, visto que ainda depende de decisão do STF.

Prática contábil

As provisões são reconhecidas quando: (i) a companhia tem uma obrigação presente como resultado de evento passado; (ii) é provável que uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos será necessária para liquidar a obrigação, e (iii) o valor da obrigação possa ser estimado de forma confiável.

Passivos contingentes não são reconhecidos, mas são objeto de divulgação em notas explicativas quando a probabilidade de saída de recursos for possível, inclusive aqueles cujos valores não possam ser estimados.

A metodologia adotada para mensuração das provisões está descrita na nota explicativa 4.5.

Os ativos contingentes não são reconhecidos, mas são objeto de divulgação em notas explicativas quando a entrada de benefícios econômicos for tida como provável. Caso a entrada de benefícios econômicos seja tida como praticamente certa, o ativo relacionado não é um ativo contingente e seu reconhecimento é adequado.

21. Provisões para desmantelamento de áreas

O quadro a seguir detalha o valor da provisão de desmantelamento por área de produção:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Terra	8.453	5.640	8.052	5.390
Águas rasas	22.395	16.682	22.395	16.682
Águas profundas e ultraprofundas pós-sal	50.800	35.250	50.800	35.250
Pré-sal	15.947	12.805	15.947	12.805
Saldo final	97.595	70.377	97.194	70.127

A companhia revisa anualmente, com data base em 31 de dezembro, seus custos estimados com desmantelamento de áreas de produção de petróleo e gás, em conjunto com seu processo de certificação anual de reservas e quando houver indicativo de mudanças em suas premissas.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Saldo inicial	70.377	58.637	70.127	58.332
Revisão de provisão	29.309	23.228	29.239	23.294
Transferências referentes a passivos mantidos para venda (*)	(2.793)	(12.261)	(2.793)	(12.261)
Utilização por pagamentos	(2.293)	(1.986)	(2.288)	(1.986)
Atualização de juros	2.925	2.749	2.909	2.748
Outros	70	10	-	-
Saldo final	97.595	70.377	97.194	70.127

(*) Em 2020, inclui transferências relativas, principalmente a concessões da Bahia (R\$ 1.550) e concessões no Rio Grande do Norte (R\$ 1.054), conforme nota explicativa 24. Em 2019, inclui transferências relativas a bacia de Campos (R\$ 10.404); concessões no Rio Grande do Norte (R\$ 149); concessões da Bahia (R\$ 60); campo de Frade (R\$ 471) e campo de Baúna (R\$ 1.177).

No ano de 2020, a revisão da provisão resultou em um aumento de R\$ 29,3 bilhões, refletindo o Plano Estratégico 2021-2025 e a revisão de premissas técnicas. Destacamos os principais fatores:

- aumento de R\$ 20,5 bilhões atribuível à desvalorização do Real frente ao Dólar norte americano (de R\$ 4,03/US\$ 1,00 em 2019, para R\$ 5,20/ US\$ 1,00 em 2020), com impacto nos custos em dólar;
- aumento de R\$ 11,6 bilhões decorrente da antecipação do cronograma de abandono em alguns campos, principalmente Tupi, Marlim Sul, Roncador e Jubarte, dado que a mudança de cenários em 2020 antecipou o ano de corte das concessões, em função dos projetos de substituição de algumas Unidades de Produção terem se tornado não econômicos;
- aumento de R\$ 0,7 bilhão em função da redução da taxa de desconto ajustada ao risco de 4,22% a.a. em 2019 para 4,15% a.a. em 2020, refletindo uma melhora na percepção de risco no panorama mundial;
- redução de R\$ 6,7 bilhões em função da revisão de premissas técnicas de poços e equipamentos.

Prática contábil

O reconhecimento inicial das obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações ocorre após as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás de um campo terem sido demonstradas. Os cálculos das estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são complexos e envolvem julgamentos significativos, conforme nota explicativa 4.6 sobre estimativas e julgamentos relevantes.

As estimativas são revisadas anualmente com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados, sendo que se a revisão das estimativas resultar em aumento da provisão para desmantelamento de áreas, a contrapartida é um aumento do ativo correspondente. Caso contrário, se resultar em diminuição da provisão, a contrapartida é uma redução do ativo, mas não podendo exceder o seu valor contábil. Eventual parcela excedente é reconhecida imediatamente no resultado em outras despesas operacionais.

Na classificação de ativos não circulantes como mantidos para venda, as provisões para desmantelamento vinculadas a esses ativos também são destacadas. Eventuais compromissos assumidos com futuras remoções e recuperações ambientais decorrentes do processo de venda dos ativos são reconhecidos após o fechamento da operação de venda, conforme os termos contratuais.

22. Outros ativos e passivos

Ativo		Consolidado		Controladora	
		2020	2019	2020	2019
Depósitos vinculados e/ou dados em garantia	(a)	4.055	2.702	3.544	1.817
Adiantamento a fornecedores	(b)	2.045	2.606	2.647	2.297
Despesas antecipadas	(c)	1.366	4.554	1.212	4.597
Operações com derivativos	(d)	620	342	249	69
Ativos relativos a parcerias de negócio	(e)	370	462	2.057	2.519
Outros		1.238	1.409	947	1.114
		9.694	12.075	10.656	12.413
Circulantes		6.395	6.014	7.573	6.617
Não circulantes		3.299	6.061	3.083	5.796

Passivo		Consolidado		Controladora	
		2020	2019	2020	2019
Obrigações oriundas de desinvestimentos	(f)	4.865	282	4.865	282
Retenções contratuais	(g)	2.784	2.586	2.263	2.153
Adiantamento de clientes e parceiros	(h)	2.250	2.053	1.470	1.994
Provisões com gastos ambientais, P&D e multas	(i)	2.393	2.459	1.991	2.230
Impostos e contribuições	(j)	2.108	2.152	1.513	1.775
Operações com derivativos	(d)	1.469	631	1.272	6
Credores diversos		643	623	638	615
Salários, férias, encargos e participações	(k)	765	153	764	153
Outros		2.515	2.451	2.054	1.654
		19.792	13.390	16.830	10.862
Circulantes		8.338	7.947	5.944	6.338
Não circulantes		11.454	5.443	10.886	4.524

a) Valores depositados para pagamento de obrigações relativas aos financiamentos captados junto ao China Development Bank (CDB), bem como depósitos de margem de garantia para fazer face às operações com derivativos, financeiros e de commodities, contratadas em mercados futuros e de balcão. Adicionalmente, há valores aplicados em fundos de investimentos oriundos de recursos de contas garantia relacionados à operações dos desinvestimentos na TAG e na NTS.

b) Valores cuja compensação deverá ser realizada mediante o fornecimento de materiais ou prestação de serviços contratados junto aos fornecedores.

c) Gastos com afretamentos de plataformas e aluguéis de equipamentos em situações em que o início das operações foi postergado por conta de exigências legais ou pela necessidade de adequações técnicas.

d) Valor justo das posições em aberto e das operações encerradas e ainda não liquidadas financeiramente.

e) Valores antecipados pelos parceiros de operações em conjunto em consórcios de E&P.

f) Provisões de reembolsos financeiros assumidos pela Petrobras a ser realizada ao comprador, referente à parcela de gastos com abandono de poços, dutos e equipamentos dos ativos desinvestidos dos seguintes polos: (i) Riacho da Forquilha; (ii) Pampo e Enchova; (iii) Macau; e (iv) Lagoa Parda. A liquidação das provisões segue cronogramas de descomissionamento, com pagamentos iniciados entre dois e três meses após a data considerada para execução das operações, conforme os prazos contratuais de reembolso de abandono dos respectivos polos.

g) Parcelas retidas de obrigações junto a fornecedores para garantia da execução de contrato firmado, registradas por ocasião do vencimento de tais obrigações. As retenções contratuais serão pagas aos fornecedores por ocasião do encerramento do contrato, quando da emissão do termo de encerramento contratual.

h) Valores referentes ao recebimento o antecipado ou à vista de clientes terceiros, vinculados a venda de produtos ou serviços no país.

i) Valores constituídos com o objetivo de compensação ambiental assumidos pela companhia no curso de suas operações, bem como o desenvolvimento de seus projetos de pesquisa.

j) Parcela não circulante de tributos diversos, conforme nota explicativa 17.

k) Parcela não circulante da provisão do plano de desligamento voluntário (PDV), conforme nota explicativa 18.

Prática contábil

O reconhecimento contábil das obrigações oriundas de desinvestimento está a valor presente, utilizando taxa de desconto livre de risco, ajustada ao risco de crédito da companhia, sendo a melhor estimativa de desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço e estão sujeitas a significativas alterações à medida em que os cronogramas de execução de atividades forem atualizados e detalhados pelas compradoras.

23. “Operação Lava Jato” e seus reflexos na companhia

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2020, a companhia considerou todas as informações disponíveis e monitorou as investigações da “Operação Lava Jato”, não tendo sido identificadas novas informações que alterassem a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente que fora reconhecida no terceiro trimestre de 2014, ou impactasse de forma relevante a metodologia adotada pela companhia. A Petrobras continuará no monitoramento das investigações para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados.

A companhia continua acompanhando as investigações e colaborando efetivamente com os trabalhos das autoridades nacionais e estrangeiras, incluindo a Polícia Federal, Ministério Público Federal, Poder Judiciário, Tribunal de Contas da União (TCU) e Controladoria Geral da União para que todos os crimes e irregularidades sejam apurados.

No decorrer do exercício de 2020 foi reconhecido, em decorrência de acordos de leniência e acordos de colaboração e repatriações, o ressarcimento de R\$ 797 (R\$ 874 em 2019). Estes recursos estão apresentados como outras receitas operacionais e devem ser somados ao montante de R\$ 4.151 reconhecidos em períodos anteriores, visando a posição acumulada.

23.1. Investigações envolvendo a companhia

23.1.1. Securities and Exchange Commission - SEC e U.S. Department of Justice – DoJ

Em 27 de setembro de 2018, a Petrobras divulgou o fechamento de acordos para encerramento das investigações da Securities and Exchange Commission - SEC e do U.S. Department of Justice - DoJ, relacionados aos controles internos, registros contábeis e demonstrações financeiras da companhia, durante o período de 2003 a 2012.

Os acordos encerraram completamente as investigações das autoridades norte-americanas e estabeleceram pagamentos de US\$ 85,3 milhões ao DoJ e US\$ 85,3 milhões à SEC. Adicionalmente, reconheceram a destinação de US\$ 682,6 milhões às autoridades brasileiras. Assim, o montante de US\$ 853,2 milhões (R\$ 3.536) foi registrado em outras despesas operacionais no terceiro trimestre de 2018. A Petrobras pagou, em outubro de 2018, US\$ 85,3 milhões ao DoJ, depositou, em janeiro de 2019, US\$ 682,6 milhões destinados às autoridades brasileiras, e, em março de 2019 pagou os últimos US\$ 85,3 milhões destinados à SEC.

Os acordos atenderam aos melhores interesses da Petrobras e de seus acionistas e puseram fim a incertezas, ônus e custos associados a potenciais litígios nos Estados Unidos.

23.1.2. U.S. Commodity Futures Trading Commission - CFTC

Em 30 de maio de 2019, a Petrobras foi contatada pela U.S. Commodity Futures Trading Commission – CFTC com pedidos de informação sobre as atividades de trading que são objeto de investigação na Operação Lava Jato. A Petrobras continuará cooperando com as autoridades, incluindo a CFTC, com relação a qualquer apuração.

23.1.3. Ministério Público / Inquérito Civil

Em 15 de dezembro de 2015, foi editada a Portaria de Inquérito Civil nº 01/2015, pelo Ministério Público do Estado de São Paulo (MP/SP), instaurando Inquérito Civil para apuração de potenciais danos causados aos investidores no mercado de valores mobiliários, tendo a Petrobras como representada. Após decisão da Procuradoria Geral da República, este inquérito foi remetido ao Ministério Público Federal, uma vez que o MP/SP não detém competência legal para a condução do procedimento. A companhia vem prestando todas as informações pertinentes.

24. Compromisso de compra de gás natural

O Contrato GSA (*Gas Supply Agreement*) entre Petrobras e Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB tinha vigência inicial até 31 de dezembro de 2019. Adicionalmente, conforme dispositivo contratual, após 31 de dezembro de 2019, o GSA foi automaticamente prorrogado até que todo o volume contratado seja entregue pela YPFB e retirado pela Petrobras. Ademais, em 06 de março de 2020, por meio de aditivo contratual, as Partes modificaram a quantidade diária contratada (QDC) de 30,08 milhões de m³ por dia para 20 milhões de m³ por dia, que passou a vigorar a partir de 11 de março de 2020.

Assim sendo, em 31 de dezembro de 2020, a quantidade contratada do GSA para o ano de 2021 é de aproximadamente 7,30 bilhões de m³ de gás natural, equivalentes a 20,00 milhões de m³ por dia, que corresponde a um valor total estimado de US\$ 1,06 bilhão.

Em 1º de janeiro de 2021, o dispositivo contratual referente à prorrogação anteriormente mencionado indica uma extensão do GSA até maio de 2024, na base de 20,00 milhões de m³ por dia, representando um valor total adicional estimado de US\$ 3,35 bilhões para o período compreendido entre 1º de janeiro de 2021 e 05 de maio de 2024.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

25. Imobilizado

25.1. Por tipo de ativos

	Consolidado					Controladora	
	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens ^(*)	Ativos em construção ^(**)	Gastos c/exploração e desenvolvimento (campos produtores de petróleo e gás) ^(***)	Direitos de Uso	Total	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2019	20.189	294.592	112.085	182.963	-	609.829	483.375
Adoção Inicial IFRS 16	-	-	-	-	102.970	102.970	194.523
Adições	3	11.268	20.510	593	9.220	41.594	77.082
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	22.633	-	22.633	22.699
Juros capitalizados	-	-	5.254	-	-	5.254	5.175
Revisão Cessão Onerosa	-	-	-	(34.238)	-	(34.238)	(34.238)
Baixas	(15)	(374)	(1.168)	(1.674)	(86)	(3.317)	(3.314)
Transferências	1.818	22.950	(40.251)	19.242	470	4.229	8.668
Transferências para ativos mantidos para venda	(3.159)	(19.461)	(2.436)	(4.716)	(5.265)	(35.037)	(12.892)
Depreciação, amortização e depleção	(910)	(24.044)	-	(18.772)	(19.792)	(63.518)	(69.657)
Impairment - constituição	(5)	(5.231)	(5.903)	(3.041)	(662)	(14.842)	(10.963)
Impairment - reversão	-	971	325	1.801	-	3.097	2.358
Ajuste acumulado de conversão	17	3.002	64	54	158	3.295	-
Saldo em 31 de dezembro de 2019	17.938	283.673	88.480	164.845	87.013	641.949	662.816
Custo acumulado	27.839	501.808	135.599	292.930	107.233	1.065.409	1.022.399
Depreciação, amortização, depleção e impairment acumulado	(9.901)	(218.135)	(47.119)	(128.085)	(20.220)	(423.460)	(359.583)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	17.938	283.673	88.480	164.845	87.013	641.949	662.816
Adições	1	23.819	14.825	1.883	22.671	63.199	174.429
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas (nota explicativa 21)	-	-	-	27.899	-	27.899	27.829
Juros capitalizados	-	-	4.797	-	-	4.797	4.745
Baixas	(26)	(2.269)	(2.266)	(1.055)	(6.588)	(12.204)	(81.011)
Transferências	(1.485)	13.724	(15.342)	6.079	(119)	2.857	1.955
Transferências para ativos mantidos para venda	(47)	(1.055)	14	(3.956)	(73)	(5.117)	(4.995)
Depreciação, amortização e depleção	(719)	(21.882)	-	(19.650)	(20.627)	(62.878)	(71.925)
Impairment - constituição (nota explicativa 27)	(68)	(35.813)	(13.997)	(22.691)	(1.645)	(74.214)	(66.603)
Impairment - reversão (nota explicativa 27)	-	28.522	2.479	8.296	638	39.935	22.848
Ajuste acumulado de conversão	218	16.221	1.265	308	1.199	19.211	-
Saldo em 31 de dezembro de 2020	15.812	304.940	80.255	161.958	82.469	645.434	670.088
Custo acumulado	28.322	557.080	143.142	316.486	123.578	1.168.608	1.120.987
Depreciação, amortização, depleção e impairment acumulado (****)	(12.510)	(252.140)	(62.887)	(154.528)	(41.109)	(523.174)	(450.899)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	15.812	304.940	80.255	161.958	82.469	645.434	670.088
Tempo de vida útil médio ponderado em anos	40 (25 a 50) (exceto terrenos)	20 (3 a 31)		Método da unidade produzida	8 (2 a 47)		

(*) Composto por plataformas de produção, refinarias, termelétricas, unidades de tratamento de gás, dutos e outras instalações de operação, armazenagem e produção, incluindo equipamentos submarinos de produção e escoamento de óleo e gás depreciados pelo método das unidades produzidas.

(**) Os saldos por segmento de negócio são apresentados na nota explicativa 33.

(***) Composto por ativos de exploração e produção relacionados a poços, abandono de áreas, bônus de assinatura associados a reservas provadas e outros gastos diretamente vinculados a exploração e produção, exceto plataformas de produção.

(****) No caso dos ativos em construção, refere-se apenas às perdas por impairment.

Os investimentos realizados pela companhia no exercício de 2020 foram destinados, principalmente, para o desenvolvimento da produção de campos de petróleo e gás natural, prioritariamente no polo pré-sal. Em 2020, destaca-se a entrada em operação do FPSO P-70, sistema de produção localizado no campo de Atapu. Em 2019, o FPSO P-77, localizado no campo de Búzios, e o FPSO P-68, localizado no campo de Berbigão, foram os destaques.

Em 31 de dezembro de 2020, os direitos de uso estão apresentados pelos seguintes ativos subjacentes:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

			Imóveis e outros	Consolidado Total	Controladora Total
	Plataformas	Embarcações			
2019					
Custo acumulado	58.618	43.119	5.496	107.233	206.743
Depreciação, amortização, depleção e impairment acumulado	(9.456)	(9.525)	(1.239)	(20.220)	(34.632)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	49.162	33.594	4.257	87.013	172.111
2020					
Custo acumulado	57.913	58.498	7.167	123.578	139.784
Depreciação, amortização, depleção e impairment acumulado	(16.447)	(21.251)	(3.411)	(41.109)	(45.198)
Sem cláusula de reajuste contratual	-	(15.308)	(821)	(16.129)	(16.236)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(16.447)	(2.237)	-	(18.684)	(19.463)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	-	(3.706)	(2.590)	(6.296)	(9.499)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	41.466	37.247	3.756	82.469	94.586

25.2. Abertura por tempo de vida útil estimada – Consolidado

	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
	Custo	Depreciação acumulada	Saldo em 31.12.2020
Vida útil estimada			
até 5 anos	17.962	(13.652)	4.310
6 - 10 anos	42.898	(25.709)	17.189
11 - 15 anos	27.367	(5.587)	21.780
16 - 20 anos	183.936	(131.024)	52.912
21 - 25 anos	150.054	(31.005)	119.049
25 - 30 anos	59.577	(11.933)	47.644
30 anos em diante	23.383	(10.354)	13.029
Método da Unidade Produzida	79.535	(35.352)	44.183
	584.712	(264.616)	320.096
Edificações e benfeitorias	27.632	(12.476)	15.156
Equipamentos e outros bens	557.080	(252.140)	304.940

Prática contábil

Os ativos imobilizados estão demonstrados pelos custos de aquisição ou custos de construção, que compreendem também os custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo em condições de operação, bem como, quando aplicável, a estimativa dos custos com desmontagem e remoção do imobilizado e de restauração do local onde o ativo está localizado, deduzido da depreciação acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos - (*impairment*).

Os gastos com grandes manutenções planejadas efetuadas para restaurar ou manter os padrões originais de desempenho das unidades industriais, das unidades marítimas de produção e dos navios são reconhecidos no ativo imobilizado quando o prazo de campanha for superior a doze meses e houver previsibilidade das campanhas. Esses gastos são depreciados pelo período previsto até a próxima grande manutenção. Os gastos com as manutenções que não atendem a esses requisitos são reconhecidos como despesas no resultado do exercício.

As peças de reposição e sobressalentes com vida útil superior a um ano e que só podem ser utilizados em conexão com itens do ativo imobilizado são reconhecidos e depreciados junto com o bem principal.

Os encargos financeiros de empréstimos obtidos, quando diretamente atribuíveis à aquisição ou à construção de ativos, são capitalizados como parte dos custos desses ativos. Os encargos financeiros sobre recursos captados sem destinação específica, utilizados com propósito de obter um ativo qualificável, são capitalizados pela taxa média dos empréstimos vigentes durante o período, aplicada sobre o saldo de obras em andamento. Os empréstimos, diretamente atribuíveis à construção de ativos qualificáveis são excluídos desse cálculo até que todas as atividades necessárias para deixar o referido ativo em condições de uso ou venda pretendidas pela administração estejam concluídas. A companhia cessa a capitalização dos encargos financeiros dos ativos qualificáveis cujo desenvolvimento esteja concluído. Geralmente, a capitalização dos juros é suspensa, entre outros motivos, quando os ativos qualificáveis não recebem investimentos significativos por período igual ou superior a 12 meses.

Os ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás de uma área contratada, cuja vida útil não seja inferior à vida do campo (tempo de exaustão das reservas), são depletados pelo método das unidades produzidas, incluindo direitos e concessões como o bônus de assinatura.

Pelo método de unidades produzidas, a taxa de depleção é calculada com base na produção mensal do respectivo campo produtor em relação a sua respectiva reserva provada desenvolvida, exceto para o bônus de assinatura, cuja taxa é calculada considerando o volume de produção mensal em relação às reservas provadas totais de cada campo produtor da área a que o bônus de assinatura se refere.

Os ativos depreciados pelo método linear com base nas vidas úteis estimadas, que são revisadas anualmente e demonstradas na nota explicativa 25.2, são: (i) aqueles vinculados diretamente à produção de óleo e gás, cuja vida útil seja inferior à vida útil do campo; (ii) as plataformas móveis; e (iii) os demais bens não relacionados diretamente à produção de petróleo e gás. Os terrenos não são depreciados.

Os ativos de direito de uso são apresentados como ativo imobilizado e, de acordo com as vidas úteis de seus respectivos ativos subjacentes e as características dos contratos de arrendamento (prazo, transferência do ativo ou exercício de opção de compra), são depreciados pelo método linear com base nos prazos contratuais.

25.3. Direito de exploração de petróleo - Cessão Onerosa

Em 1º de novembro de 2019, a Petrobras celebrou com a União o Termo Aditivo ao Contrato de Cessão Onerosa, cujo valor ressarcido à Petrobras pela União totalizou US\$ 9.058 milhões.

Com a celebração do Termo Aditivo, o qual formalizou o direito da Petrobras de receber da União o valor financeiro da revisão, a companhia efetuou o reconhecimento de contas a receber em contrapartida a um crédito no ativo imobilizado. Em 11 de dezembro de 2019, o valor total foi recebido no montante de R\$ 34.414, atualizado pela taxa SELIC no equivalente a R\$ 176 e registrado integralmente no resultado financeiro daquele exercício.

As informações relativas ao resultado da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa estão apresentadas na nota explicativa 24.1 das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2019.

25.4. Devolução à ANP de campos de petróleo e gás natural operados pela Petrobras

Durante o exercício de 2020, a Petrobras decidiu pela devolução à ANP dos seguintes campos em decorrência, principalmente, da falta de atratividade econômica dos ativos: Agulha, Caioba, Camorim, Dourado, Guaricema, Piranema, Piranema Sul, Salgo e Tatuí. Em função de perdas nos seus valores recuperáveis, reconhecidas em exercícios anteriores para alguns ativos, o valor das baixas em 2020 foi de R\$ 60, em outras despesas operacionais (R\$ 304 para os campos de Juruá, Iraúna, Barra do Ipiranga, Lagoa Branca, Nativo Oeste, Jacupemba, Mariricu Oeste, Rio Barra Seca, Rio Itaúnas Leste, Rio São Mateus Oeste e Sul de Sapinhoá em 2019).

25.5. Taxa média ponderada da capitalização de juros

A taxa média ponderada dos encargos financeiros utilizada na determinação do montante dos custos de empréstimos sem destinação específica, a ser capitalizado como parte integrante dos ativos em construção, foi de 6,12% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 (6,40 % a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2019).

26. Intangível

26.1. Por tipo de ativos

	Direitos e Concessões	Softwares	Ágio (goodwill)	Consolidado Total	Controladora Total
Saldo em 1º de janeiro de 2018	9.024	1.060	786	10.870	9.268
Adições	5.505	423	-	5.928	5.823
Direito de exploração de petróleo - Excedente da Cessão Onerosa	63.141	-	-	63.141	63.141
Juros capitalizados	-	19	-	19	19
Baixas	(38)	(22)	-	(60)	(49)
Transferências	(324)	(190)	(539)	(1.053)	5
Amortização	(42)	(315)	-	(357)	(303)
Impairment - constituição	(5)	-	-	(5)	-
Ajuste acumulado de conversão	-	1	5	6	-
Saldo em 31 de dezembro de 2019	77.261	976	252	78.489	77.904
Custo acumulado	77.755	5.929	252	83.936	82.449
Amortização e impairment acumulado	(494)	(4.953)	-	(5.447)	(4.545)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	77.261	976	252	78.489	77.904
Adições	157	448	-	605	562
Juros capitalizados	-	9	-	9	9
Baixas	(922)	(16)	-	(938)	(902)
Transferências	(13)	(5)	(148)	(166)	(17)
Amortização	(37)	(295)	-	(332)	(298)
Impairment - constituição	-	(30)	(31)	(61)	-
Ajuste acumulado de conversão	18	2	52	72	-
Saldo em 31 de dezembro de 2020	76.464	1.089	125	77.678	77.258
Custo acumulado	76.925	6.467	125	83.517	82.110
Amortização e impairment acumulado	(461)	(5.378)	-	(5.839)	(4.852)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	76.464	1.089	125	77.678	77.258
Tempo de vida útil estimado em anos	(*)	5	Indefinida		

(*) O saldo é composto, preponderantemente, por ativos com vida útil indefinida. A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente para determinar se continua justificável.

Em 31 de dezembro de 2020, a companhia não apurou perda na avaliação de recuperabilidade do ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*).

Resultado da 16ª Rodada de Licitações da ANP

Em 10 de outubro de 2019 a Petrobras adquiriu bloco marítimo na 16ª Rodada de Licitações no Regime de Concessão, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O valor do bônus de assinatura correspondente à participação da Petrobras foi de R\$ 1.431.

Não houve novas rodadas de licitação no regime de concessão durante 2020.

Direito de exploração de petróleo – Excedente da Cessão Onerosa e Partilha de Produção

Em 6 de novembro de 2019, a ANP realizou a Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa, na qual a Petrobras adquiriu 90% de participação do direito de exploração e produção do volume excedente ao Contrato de Cessão Onerosa do campo de Búzios, em parceria com a CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (5%) e a CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (5%) e 100% de participação no excedente do campo de Itapu. Os bônus de assinatura foram pagos no último trimestre de 2019 e os contratos de partilha da produção assinados com as entidades regulatórias no primeiro trimestre de 2020.

O valor do bônus de assinatura correspondente à participação da companhia foi de R\$ 61.375.

Atualmente, encontra-se em negociação o acordo de coparticipação e que deverá ser concluído até setembro de 2021, dando base finais aos direitos e obrigações decorrentes do contrato de partilha da produção de Búzios e Itapu. Uma vez que se tratou de um leilão especial, relacionado ao excedente de produção de campos com viabilidades técnicas e comerciais já definidas, os valores dos bônus de assinatura pagos no leilão do Excedente da Cessão Onerosa serão transferidos do ativo intangível para o ativo imobilizado após a finalização do acordo de coparticipação e eventuais ajustes nos volumes de reservas incorporadas pela Petrobras.

Em 7 de novembro de 2019, a ANP realizou a 6ª Rodada de Licitações no Regime de Partilha de Produção. A Petrobras adquiriu, em parceria com a CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (20%), o bloco Aram, localizado na Bacia de Santos. A Petrobras deterá 80% de participação e será operadora do campo, cujo valor do bônus de assinatura correspondente à participação da companhia foi de R\$ 4.040, pago integralmente em 27 de dezembro de 2019.

Não houve novas rodadas de licitação no regime de partilha durante 2020.

Assunção de participação adicional em contratos de concessão

Ao longo de 2020, empresas parceiras em alguns projetos exploratórios decidiram deixar o negócio e a companhia assumiu a sua participação nos consórcios. A assunção dos direitos foi a título não oneroso, não implicando em desembolso. Até 31 de dezembro de 2020, a ANP havia aprovado a assinatura dos aditivos dos contratos de concessão referente aos blocos exploratórios ES-M-596 (originalmente, Petrobras com 50% e Equinor com 50%), ES-M-671 (Petrobras, 40%; Equinor, 35% e Total, 25%) e ES-M-743 (Petrobras, 40%; Equinor, 35% e Total, 25%), nos quais a companhia passou a deter 100% de participação.

Tratando-se de transação semelhante a uma doação, as parcelas referentes aos direitos de exploração assumidas foram avaliadas a valor justo, tendo como parâmetro o valor total do bônus oferecido a esses blocos na 11ª rodada de licitações. O valor do bônus de assinatura correspondente às participações assumidas foi reconhecido no ativo intangível, no montante de R\$ 128, em contrapartida a outras receitas operacionais. A companhia recebeu às parcelas devidas pelos parceiros no programa exploratório mínimo (PEM).

Prática contábil

Os ativos intangíveis estão demonstrados pelos custos de aquisição, deduzido da amortização acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (impairment) e são compostos por direitos e concessões que incluem, principalmente, bônus de assinatura pagos em contratos de concessão para exploração de petróleo ou gás natural e partilha de produção, concessões de serviços públicos, além de marcas e patentes, softwares e ágio por expectativa de rentabilidade futura (goodwill), decorrente de combinação de negócio, que nas demonstrações financeiras individuais é apresentado no Investimento.

Ativos intangíveis gerados internamente não são capitalizados, sendo reconhecidos como despesa no resultado do período em que foram incorridos, exceto os gastos com desenvolvimento que atendam aos critérios de reconhecimento relacionados à conclusão e uso dos ativos, geração de benefícios econômicos futuros, dentre outros.

Em regra geral, quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas para o primeiro campo de uma área, o valor do bônus de assinatura, correspondente ao direito de exploração, perfuração e produção de jazidas de óleo e gás, é reclassificado para conta do ativo imobilizado pelo seu valor integral. Enquanto estão no ativo intangível, não são amortizados. Os demais intangíveis de vida útil definida são amortizados linearmente pela vida útil estimada.

Caso no momento da definição do primeiro campo de um bloco existirem atividades exploratórias sendo executadas em diferentes localidades do bloco, de forma que possam ser estimados volumes de óleo e gás para outros eventuais reservatórios da área, então o valor do bônus de assinatura é reclassificado para o ativo imobilizado parcialmente, tendo por base a proporção entre o volume de óleo e gás esperado (oil in place - VOIP) de um reservatório específico e o volume total de óleo e gás esperado para todos os eventuais reservatórios da área.

Contudo, caso as atividades exploratórias nas áreas remanescentes não resultem em viabilidades técnica e comercial, o valor correspondente do bônus de assinatura não é baixado, mas transferido para o imobilizado e acrescido ao valor do bônus de assinatura vinculado a localidade que foi anteriormente avaliada como viável técnica e comercialmente.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, mas são testados anualmente em relação a perdas por redução ao valor recuperável (impairment). A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente.

26.2. Devolução à ANP de áreas na fase de exploração de petróleo e gás natural

Em 2020, a Petrobras decidiu devolver à ANP 45 blocos exploratórios (12 blocos exploratórios em 2019), situados nas áreas de Camamu-Almada, Espírito Santo, Jequitinhonha, Potiguar, Recôncavo, Pelotas, Pernambuco-Paraíba, Santos e Sergipe-Alagoas (Bacias de Sergipe-Alagoas, Potiguar, Recôncavo e Parnaíba em 2019). Os direitos exploratórios referentes a estes blocos totalizaram R\$ 894 (R\$ 11 em 2019) principalmente em função do bloco exploratório de Peroba em Santos (R\$ 800).

27. Redução ao valor recuperável dos ativos (Impairment)

A companhia avalia a recuperabilidade dos ativos anualmente, ou quando existe um indicativo de desvalorização. Em 2020, perdas na recuperabilidade dos ativos foram reconhecidas principalmente no primeiro trimestre, decorrentes dos efeitos significativos e adversos no mercado de petróleo e derivados com a (i) deflagração da pandemia COVID-19, com redução abrupta na circulação de pessoas, provocando um choque duplo de oferta e de demanda com retração na atividade mundial e do (ii) fracasso nas negociações entre membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo e demais produtores, liderados pela Rússia, para uma definição das cotas de produção, o que contribuiu para o aumento da oferta global de petróleo e a redução no preço no início de março.

Esses eventos levaram à companhia a adotar uma série de medidas no início do ano visando à preservação da geração de caixa e a revisar algumas de suas premissas-chave de seu Planejamento Estratégico 2020-2024, tais como preço do Brent, taxa de câmbio, spreads de derivados, dentre outras, com reflexos nos testes de recuperabilidade do primeiro trimestre.

Em 25 de novembro de 2020, a Administração concluiu e aprovou seu Plano Estratégico 2021-2025, contemplando a atualização completa das premissas econômicas, bem como de seu portfólio de projetos e das estimativas de volumes de reservas, os quais embasaram os testes de recuperabilidade dos ativos do quarto trimestre.

A curva de produção de óleo e gás estimada no período 2021-2025, sem considerar os desinvestimentos, indica um crescimento contínuo focado no desenvolvimento de projetos que geram valor, com aumento da participação dos ativos no pré-sal que possuem menor custo de extração. Ao longo desse período, está prevista a entrada em operação de 13 novos sistemas de produção, sendo todos alocados em projetos em águas profundas e ultra profundas.

O portfólio de desinvestimentos contém mais de 50 ativos em diferentes estágios do processo de venda e o investimento previsto para o período 2021-2025 é de US\$ 55 bilhões, dos quais 84% estão alocados à Exploração e Produção de petróleo e gás (E&P), sendo que cerca de US\$ 32 bilhões são destinados para os ativos do pré-sal.

A seguir, está apresentado o total de perda na redução ao valor recuperável dos ativos, líquida de reversão, por natureza de ativo ou UGC, reconhecido no resultado do exercício:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Consolidado					
Ativo ou UGC, por natureza (*)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (**)	Perda por desvalorização (Reversão) (***)	Segmento	Comentários
2020					
Imobilizado e Intangível					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	220.449	210.524	34.215	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a1)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – Brasil	613	–	613	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (b1)
Comperj	1.391	2.732	(1.340)	RTC, Brasil	Ver item (c1)
2º trem de refinaria Abreu e Lima - RNEST	2.132	2.018	114	RTC, Brasil	Ver item (d1)
Segmento corporativo	788	–	788	Corporativo	Ver item (e)
Outros			(38)	Diversos	
			34.352		
Ativos mantidos para venda					
Campos de produção de óleo e gás - Diversos projetos	–	1.405	(412)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item 32.1
Navios Cartola e Ataulfo Alves	416	97	319	RTC, Brasil	Ver item 32.1
			34.259		
Total 2020					
	Valor contábil líquido	Valor recuperável (**)	Perda por desvalorização (Reversão)	Segmento	Comentários
2019					
Imobilizado e Intangível					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	425.368	794.025	7.653	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a2)
Conjunto de navios da Transpetro	5.430	5.855	(425)	RTC, Brasil	Ver item (f)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – Brasil	1.264	–	1.264	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (b2)
Unidade de Fertilizantes Nitrogenados - UFN III	824	–	824	RTC, Brasil	Ver item (g)
Comperj	1.329	470	859	RTC, Brasil	Ver item (c2)
2º trem de refinaria Abreu e Lima – RNEST	4.206	2.007	2.199	RTC, Brasil	Ver item (d2)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços – Exterior	1.381	60	1.321	Exploração e Produção, Exterior	Ver item (h)
Outros	133	–	133	Diversos	
			13.828		
Ativos mantidos para venda					
Campos de produção de óleo e gás - Polo Pampo e Enchova	1.321	3.257	(1.936)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item 32.1
Campos de produção de óleo e gás - Frade	77	422	(345)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item 32.1
Campos de produção de óleo e gás - Maromba	–	276	(276)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item 32.1
POG	1.791	1.425	366	Exploração e Produção, Exterior	Ver item 32.1
Outros	2.387	1.886	(7)	Diversos	
			11.630		
Total 2019					

(*) Os valores contábeis líquidos e valores recuperáveis apresentados referem-se apenas aos ativos ou UGCs que sofreram perdas por impairment ou reversões.

(**) O valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor em uso, com exceção para os ativos de equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços e ativos mantidos para venda, para os quais o valor recuperável utilizado para teste é o valor justo.

(***) Os valores recuperáveis e contábeis do quadro acumulam, por natureza, as perdas e as reversões calculadas individualmente para cada UGC. Dessa forma, há casos em que são apuradas reversões de impairment limitadas ao valor das perdas registradas anteriormente, fazendo com que a coluna de "Perda por desvalorização (Reversão)" não represente a comparação entre as colunas "Valor Contábil Líquido" e "Valor Recuperável".

27.1. Imobilizado e Intangível

Na avaliação de recuperabilidade dos ativos imobilizados e intangíveis, testados individualmente ou agrupados em unidades geradoras de caixa - UGC, a companhia considerou as seguintes projeções:

- vida útil baseada na expectativa de utilização dos ativos ou conjunto de ativos que compõem a UGC, considerando a política de manutenção da companhia;
- premissas e orçamentos aprovados pela Administração para o período correspondente ao ciclo de vida esperado, em razão das características dos negócios; e
- taxa de desconto pré-imposto, que deriva da metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital (*weighted average cost of capital* - WACC) pós-imposto, ajustada por um prêmio de risco específico nos casos de projetos postergados por extenso período ou risco específico do país, nos casos de ativos no exterior. O uso de taxas de desconto pós-impostos na determinação dos valores em uso não resulta em valores recuperáveis materialmente diferentes se taxas de desconto antes dos impostos tivessem sido usadas.

As taxas de desconto pós-imposto em moeda constante aplicadas nos testes foram:

Setor	31.12.2020	31.12.2019
Campos de produção de óleo e gás no Brasil	7,1% a.a.	6,8% a.a.
Refino no Brasil	6,1% a.a.	6,4% a.a.
Refino no Brasil para projetos postergados	7,4% a.a.	7,8% a.a.
Transporte de Gás	6,4% a.a.	6,3% a.a.
Transporte no Brasil	5,4% a.a.	entre 4,3% a.a. e 5,8% a.a.

As estimativas das premissas-chave nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs em 2020(*) foram:

Plano Estratégico 2021-2025	2021	2022	2023	2024	2025	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	45	45	50	50	50	50
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$ (a preços de 2020)	5,50	4,69	4,46	4,28	4,07	3,76

(*) Nos testes de recuperabilidade do primeiro trimestre, o preço médio do petróleo Brent variou de US\$ 25/barril a US\$ 50/barril e a taxa média de câmbio de R\$ 5,09/US\$ a R\$ 3,78/US\$.

Em 2019, as projeções utilizadas nos testes de *impairment* foram:

Plano Estratégico 2020-2024	2020	2021	2022	2023	2024	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	65	65	65	65	65	65
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$ (a preços de 2018)	3,85	3,79	3,75	3,72	3,70	3,60

Ao longo de 2020, a Administração identificou e avaliou as seguintes alterações em suas UGCs:

- UGCs do Segmento de E&P:
 - Polo Norte: exclusão das plataformas PCH-1, PCH-2 e PNA-2 e dos campos de Anequim, Bagre, Cherne, Congro, Garoupa, Malhado, Namorado, Parati e Viola, que tiveram suas produções hibernadas e sem previsão de retomada. A UGC Polo Norte passa a ser formada pelos campos de Marlim, Albacora e Voador e plataformas remanescentes;
 - Polo Fazenda Alegre: exclusão dos campos Campo Grande, Córrego Cedro Norte, Córrego Cedro Norte Sul, Córrego Dourado, Fazenda São Jorge, Inhambu, Jacutinga, Lagoa Bonita, Seriema e Tabuiaia, em função dos desinvestimentos realizados. A UGC Polo Fazenda Alegre passa a ser formada pelos campos Cancã e Fazenda Alegre; e

- (iii) Polo CVIT: extinção do polo, que era formado pelos campos Golfinho e Canapu, em função da decisão pelo encerramento das operações do campo Canapu. Os dois campos passam a ser testados isoladamente.
- UGCs do segmento de Gás e Energia:
 - (i) UGC Gás Natural: exclusão da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) de Atalaia, em função da não previsão de recursos para sua continuidade operacional no Planejamento Estratégico 2021-2025. A unidade passa a ser testada isoladamente.
 - (ii) UGCs FAFENs: extinção das UGCs referentes as plantas de fertilizantes FAFEN-BA e FAFEN-SE, tendo em vista contrato de arrendamento assinado com a Proquigel Química e classificado como arrendamento financeiro, levando ao reconhecimento de um recebível em contrapartida a baixa do ativo imobilizado.
- UGC do segmento de RTC:
 - (i) UGC Transporte: exclusão dos navios Cartola e Ataulfo Alves da UGC em função da classificação dos navios como mantidos para venda, decorrente do encerramento de suas operações e decisão de venda pela Administração da Transpetro.

Demais informações sobre as premissas-chave para os testes de recuperabilidade de ativos e sobre as definições das UGCs são apresentadas nas notas explicativas 4.2 e 4.3, respectivamente, e envolvem julgamentos e avaliação por parte da Administração com base em seu modelo de negócio e gestão.

As informações sobre as principais perdas no valor de recuperação/reversões de perdas em ativos imobilizados ou intangíveis são apresentadas a seguir:

a1) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2020

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas no montante de R\$ 34.215, predominantemente nas UGCs de produção e nos ativos corporativos prestadores de serviço dos campos abaixo, e refletem as hibernações ocorridas no primeiro trimestre e a atualização das premissas-chave do plano estratégico, em especial, a estimativa de queda no preço do Brent, a desvalorização do Real frente ao Dólar e as retrações do PIB global e na demanda. As principais UGCs com perdas foram:

UGC	Bacia	Área	Perdas por desvalorização	Valor Contábil Líquido (*)
Polo Norte	Bacia de Campos	Pós-Sal	6.337	24.782
Roncador	Bacia de Campos	Pós-Sal	5.617	37.783
Carmópolis	Bacia do Sergipe	Terra e Águas rasas	3.023	660
Polo Berbigão-Sururu	Bacia de Santos	Pré-Sal	2.286	14.312
Albacora Leste	Bacia de Campos	Pós-Sal	2.256	7.165
Namorado	Bacia de Campos	Pós-Sal	1.504	
Golfinho	Bacia do Espírito Santo	Pós-Sal	1.300	946
Marlim Sul	Bacia de Campos	Pós-Sal	910	30.729
Viola	Bacia de Campos	Pós-Sal	909	-
Papa-Terra	Bacia de Campos	Pós-Sal	805	6
Cherne	Bacia de Campos	Pós-Sal	778	-
Garoupa	Bacia de Campos	Pós-Sal	762	-
Polo Canto do Amaro	Bacia Potiguar	Terra e Águas rasas	709	1.089
Malhado	Bacia de Campos	Pós-Sal	658	-
Congro	Bacia de Campos	Pós-Sal	651	-
Polo Uruquã	Bacia de Santos	Pós-Sal	555	670
Siririzinho	Bacia de Sergipe-Alagoas	Terra e Águas rasas	443	313
Outros (**)			4.712	67.779
Total			34.215	186.234

(*) Valor remanescente do ativo, sendo que valores iguais a zero correspondem a campos que foram hibernados no primeiro trimestre de 2020 e que tiveram perdas integrais.

(**) Referem-se à perdas e reversões em 92 UGCs.

a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2019

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram em perdas líquidas de R\$ 7.653. Esse montante deve-se principalmente a:

- Perdas no montante de R\$ 8.612, relacionadas, predominantemente, às UGCs de Papa-Terra (R\$ 1.517), Polo Uruguá (R\$ 1.415), Polo CVIT (R\$ 847), Corvina (R\$ 635), Piranema (R\$ 525), Camorim (R\$ 449), Pirambu (R\$ 419), Polo Merluza (R\$ 405), Polo Miranga (R\$ 313), Guaricema (R\$ 311) e Polo Água grande (R\$ 295), principalmente devido à queda nas estimativas para o preço médio do Brent em todo o horizonte de projeção e ao aumento da provisão para desmantelamento de áreas, derivada da redução das taxas livre de risco e alterações no cronograma de remoção e tratamento das instalações de produção de óleo e gás; e
- Reversões de perdas no montante de R\$ 219, relacionadas, predominantemente, às UGCs de Polo Peroá (R\$ 125) e Castanhal (R\$ 49), em sua maior parte devido a ganhos na curva de produção e benefício fiscal de depreciação acelerada introduzido pela lei 13.586/2017, relativa ao novo modelo tributário de E&P.

b1) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil - 2020

Nossas avaliações identificaram uma perda de R\$ 615 relacionada aos equipamentos e estruturas do segmento de E&P. Essa perda deve-se, principalmente, à decisão da Administração pela não continuidade do projeto de Adequação do Terminal Logístico Inhaúma (Estaleiro Inhaúma), sem previsão orçamentária no horizonte do Plano Estratégico 2021-2025, levando ao reconhecimento de perdas no montante de R\$ 357.

b2) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2019

A companhia decidiu pelo não reaproveitamento da plataforma P-37 no campo de Marlim, o que ocasionou na sua exclusão da UGC Polo Norte e no seu enquadramento como um ativo isolado, com o reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de R\$ 1.264.

c1) Comperj - 2020

Em nossas avaliações de recuperabilidade do Comperj, a companhia reconheceu reversão de perdas no montante de R\$ 1.340, principalmente, pela redução do investimento estimado para conclusão da obra nas utilidades do Trem 1. decorrente da desvalorização do real em relação ao dólar e otimização do projeto como um todo.

c2) COMPERJ – 2019

Os investimentos com licenciamento ambiental, decorrentes de termo de ajustamento de conduta para encerrar ação civil pública que questiona o licenciamento ambiental do Comperj, bem como os investimentos realizados nas utilidades do Trem 1 do Comperj, que fazem parte da infraestrutura conjunta necessária para o escoamento e processamento do gás natural do polo pré-sal da Bacia de Santos, levaram ao reconhecimento de perdas líquidas de R\$ 859.

d1) 2º trem de refino da RNEST – 2020

Em nossas avaliações, os fluxos de caixa do valor em uso dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST incorporam a postergação da previsão de sua entrada em operação em dois anos, implicando no reconhecimento de perdas no valor de R\$ 114.

d2) 2º trem de refino da RNEST – 2019

Os fluxos de caixa do valor em uso dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST consideraram a postergação da previsão de sua entrada em operação em 3 anos e 8 meses, conforme aprovado no Plano Estratégico 2020-2024, o que implicou no reconhecimento de perdas no valor de R\$ 2.199.

e) Segmento Corporativo – 2020

A companhia decidiu pela hibernação de prédio administrativo, no estado da Bahia, consequência da desocupação das instalações, acarretando o reconhecimento de perda sobre o ativo de direito de uso no montante de R\$ 788.

A seguir, são apresentados os determinantes para o reconhecimento de perdas ou reversões derivadas do teste de recuperabilidade em ativos imobilizados ou intangíveis das outras áreas de negócios durante o exercício de 2019.

f) Conjunto de navios da Transpetro – 2019

O aumento nas projeções da taxa de câmbio R\$/US\$ do Plano Estratégico 2020-2024, em comparação ao plano anterior, acarretou efeito positivo na geração de caixa em Reais da UGC, dado que os preços dos fretes são cotados em dólar norte-americano, levando a reversão de perdas de R\$ 425.

g) UFN III – 2019

O reconhecimento de perdas de R\$ 824 decorre da decisão da companhia pela não retomada da obra para a conclusão da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III, em Três Lagoas, no estado do Mato Grosso do Sul.

h) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Exterior – 2019

Com a venda do Navio-sonda NS-30 (Vitória 10.000), concluída em dezembro de 2019, a Drill Ship International B.V. (DSI), subsidiária da PIB BV, reconheceu perdas de R\$ 1.321 em função da diferença entre o valor esperado de venda e o valor contábil do ativo.

27.1.1. Valores contábeis de ativos próximos aos seus valores recuperáveis

O montante de perda por redução ao valor recuperável tem como base a diferença entre o valor contábil do ativo ou UGC e seu respectivo valor recuperável. Em nossas análises de sensibilidade, observamos que variações nos valores recuperáveis de até 10%, positivas ou negativas, podem, potencialmente, representar efeitos relevantes em alguns ativos ou UGCs específicas, pois estariam mais suscetíveis ao reconhecimento de perdas ou reversões por *impairment* no futuro, considerando alterações significativas nas premissas que embasam a avaliação.

As tabelas a seguir contém informações sobre: (a) os ativos ou UGCs com potencial de perdas por *impairment* adicionais em caso de variação negativa de 10% dos valores recuperáveis; e (b) os ativos ou UGCs com potencial de reversão de *impairment* em caso de variação positiva de 10% dos seus valores recuperáveis.

				Consolidado
			Valor	
(a) Sensibilidade – variação negativa de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor Contábil recuperável (*)	Sensibilidade	
Ativos próximos aos seus valores recuperáveis com potencial de <i>impairment</i> - Campos de produção de óleo e gás no Brasil (5 UGCs)	E&P	3.101	3.005	96
Ativos com perdas por <i>impairment</i> parcial existente:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (39 UGCs)	E&P	136.299	122.669	13.630
Refinarias (3 UGCs)	RTC	4.905	4.415	490
Total potencial de perdas		144.305	130.089	14.216

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

				Consolidado
				Valor
(b) Sensibilidade – variação positiva de 10% dos valores recuperáveis	Segmento	Valor Contábil recuperável (*)		Sensibilidade (**)
Ativos com perdas por impairment existente – potencial de reversão:				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (39 UGCs)	E&P	136.299	149.929	9.484
Refinarias (3 UGCs)	RTC	4.905	5.396	490
Total potencial de reversão		141.204	155.325	9.974

(*) O valor recuperável foi sensibilizado com -10% e +10% considerando os valores recuperáveis estimados em 31/12/2020.

(**) A sensibilidade apurada, quando da variação positiva de 10% dos valores recuperáveis, considera o valor de impairment a ser revertido no limite do saldo de impairment acumulado das UGCs impactadas ou no limite dos seus valores recuperáveis, o que for menor.

Prática contábil

A companhia avalia os ativos imobilizado e intangível quando há indicativos de não recuperação do seu valor contábil. Essa avaliação é efetuada para o ativo individual ou ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos (UGC). A nota explicativa 4.3 apresenta informações detalhadas sobre as UGCs da companhia.

Os ativos vinculados ao desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural (campos ou polos) e aqueles que têm vida útil indefinida, como o ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*), têm a recuperação do seu valor testada pelo menos anualmente, independentemente de haver indicativos de perda de valor.

Considerando as sinergias da Petrobras e suas subsidiárias e a expectativa de utilização dos ativos até o final da vida útil, usualmente o valor recuperável utilizado na realização do teste de recuperabilidade é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado. Tais casos envolvem situações nas quais a companhia identifica e avalia que premissas que seriam utilizadas por participantes de mercado na mensuração do valor justo para precificar o ativo ou a UGC divergem de premissas exclusivas da Petrobras.

Reversões de perdas reconhecidas anteriormente podem ocorrer, exceto com relação às perdas por redução do valor recuperável do ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*).

27.2. Ativos classificados como mantidos para venda

Em 2020, em decorrência da aprovação da Administração da companhia para alienação de diversos ativos do segmento de E&P, conforme nota explicativa 33, a companhia reconheceu reversões de perdas na recuperabilidade do valor contábil dos ativos no montante de R\$ 93, considerando o valor justo líquido das despesas de vendas, predominantemente, nos seguintes ativos:

- Projeto Polo Recôncavo – conjunto de 14 concessões localizadas em águas rasas e em terra, com reconhecimento de reversão de perdas no montante de R\$ 178;
- Projeto Polo Rio Ventura – conjunto de 8 concessões terrestres, com reconhecimento de reversão de perdas no montante de R\$ 95;
- Projeto Polo Fazenda Belém – campos terrestres de Fazenda Belém e Icapuí, com reconhecimento de reversão de perdas no montante de R\$ 70;
- Navios Cartola e Ataulfo Alves – navios da Transpetro negociados, com reconhecimento de perdas no montante de R\$ 319;
- Outros Projetos – reversões de perdas nos projetos Polo Remanso (R\$ 20); Polo Cricaré (R\$ 17) e Polo Pescada (R\$ 6);

Em 2019, as reversões de perda por desvalorização somaram R\$ 2.198, principalmente em função das reversões nos projetos Pampo e Enchova (R\$ 1.936); Bispo – campo de Frade (R\$ 345) e Mangalarga 2 – campo de Maromba (R\$ 276), compensadas pelas perdas por desvalorização no montante de R\$ 366 pela venda da Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&GBV).

A prática contábil aplicada para ativos e passivos classificados como mantidos para a venda está descrita na nota explicativa 32.

27.3. Investimento em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto (incluindo ágio)

Nas avaliações de recuperabilidade dos investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto, incluindo ágio, foi utilizado o método do valor em uso, a partir de projeções que consideraram: (i) horizonte de projeção do intervalo de 5 a 12 anos, com perpetuidade sem crescimento; (ii) premissas e orçamentos aprovados pela Administração da companhia; e (iii) taxa de desconto pós-imposto, que deriva do WACC ou CAPM, conforme metodologia de aplicação, especificada para cada caso, a seguir.

Prática contábil

Os investimentos em coligada e em empreendimentos controlados em conjunto são testados individualmente para fins de avaliação da sua recuperabilidade. Na aplicação do teste, o valor contábil do investimento, incluindo o ágio, é comparado com o seu valor recuperável.

Geralmente, o valor recuperável é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado, proporcional à participação no valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados da coligada ou empreendimento controlado em conjunto, representando fluxos futuros de dividendos e outras distribuições.

27.3.1. Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores (Braskem S.A. e Petrobras Distribuidora S.A. - BR)

Braskem S.A.

A Braskem S.A. é uma companhia de capital aberto, com ações negociadas em bolsas de valores no Brasil e no exterior. Com base nas cotações de mercado no Brasil, em 31 de dezembro de 2020, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (21,9% do total) da Braskem S.A. foi avaliada em R\$ 7.143, conforme descrito na nota explicativa 31.4. Em 31 de dezembro de 2020, aproximadamente 3% das ações ordinárias dessa investida são de titularidade de não signatários do Acordo de Acionistas e sua negociação é extremamente limitada.

Considerando a relação operacional entre a Petrobras e a Braskem S.A., o teste de recuperabilidade do investimento nessa coligada foi realizado com base em seu valor em uso, proporcional à participação da companhia no valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados da Braskem S.A., representando fluxos futuros de dividendos e outras distribuições da investida. As avaliações de recuperabilidade não indicaram a existência de perdas por impairment.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem S.A. consideraram as projeções de preços das matérias-primas e petroquímicos refletindo as tendências internacionais; a evolução das vendas de produtos petroquímicos, estimada com base no crescimento do Produto Interno Bruto – PIB (brasileiro e global); taxa de desconto pós-imposto de 8,7% a.a., em moeda constante, considerando o custo de capital próprio dada a metodologia adotada no fluxo de dividendos; e reduções na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com redução no longo prazo. As premissas de taxa de câmbio e preço de petróleo Brent foram aquelas divulgadas anteriormente.

Petrobras Distribuidora S.A. - BR

Em julho de 2019, com *follow-on* das ações da BR distribuidora, a companhia passou para condição de coligada. Considerando as ações negociadas em bolsa em mercado ativo, o valor recuperável da BR Distribuidora no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi avaliado com base no valor justo, sem apresentar indicativo de perda.

Em 26 de agosto de 2020, o Conselho de Administração da Petrobras (CA) aprovou o processo de alienação da totalidade da sua participação acionária na empresa. Nesse contexto, por ser maior que o valor justo, a companhia avaliou a recuperabilidade do investimento com base no valor em uso, mas considerando o cenário que contempla a intenção de venda das ações. As avaliações de recuperabilidade levaram ao reconhecimento de perdas no montante de R\$ 2.409.

A taxa de desconto pós-imposto aplicada foi de 11,1% a.a., em termos nominais, tendo em conta o custo de capital próprio, dada a metodologia adotada no valor em uso.

27.3.2. Investimento em Distribuidoras Estaduais de Gás Natural

Em 31 de dezembro de 2020, as avaliações de recuperabilidade não indicaram a existência de perdas por *impairment*, sendo o valor recuperável de R\$ 5.759, considerando uma taxa de desconto pós-imposto de 5,7% a.a., em moeda constante.

27.3.3. Perdas em Outros Investimentos

Em 2020, a companhia reconheceu perdas líquidas por desvalorização sobre o resultado de participação de outros investimentos no montante de R\$ 286 (R\$ 16 em 2019), principalmente em função das perdas no empreendimento controlado em conjunto no exterior MP Gulf of Mexico no valor de R\$ 287, decorrentes da revisão das premissas-chaves e considerando uma taxa real de desconto pós-imposto de 5,4% a.a., bem como na BSBIOS no valor de R\$ 115, decorrentes da classificação do investimento como mantido para venda, após a assinatura do contrato de compra e venda pela Petrobras Biocombustível (PBio) com a RP Participações em Biocombustíveis.

28. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás

As atividades de exploração e avaliação abrangem a busca por reservas de petróleo e gás natural desde a obtenção dos direitos legais para explorar uma área específica até a declaração da viabilidade técnica e comercial das reservas.

As movimentações dos custos capitalizados relativos aos poços exploratórios e os saldos dos valores pagos pela obtenção dos direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural, ambos diretamente relacionados às atividades exploratórias em reservas não provadas, são apresentados na tabela a seguir:

	Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019
Custos exploratórios reconhecidos no Ativo ^(*)		
Imobilizado		
Saldo inicial	17.175	16.010
Adições	2.168	2.024
Baixas	(1.066)	(877)
Transferências	(2.667)	-
Ajustes acumulados de conversão	106	18
Saldo final	15.716	17.175
Intangível ^(**)	75.489	76.256
Total dos custos exploratórios reconhecidos no ativo	91.205	93.431

^(*) Líquido de valores capitalizados e subsequentemente baixados como despesas no mesmo período.

^(**) Os bônus referentes aos resultados da 16ª rodada de licitações da ANP e Excedente de Cessão Onerosa, no montante de R\$ 63.141, estão descritos na nota explicativa 24.1 das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2019.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

As transferências referem-se à conclusão de projetos exploratórios de poços que passaram a ser associados às reservas provadas de campos existentes, principalmente Albacora (R\$ 2.268) e Búzios (R\$ 392).

Os custos exploratórios reconhecidos no resultado e os fluxos de caixa vinculados às atividades de avaliação e exploração de petróleo e gás natural estão demonstrados a seguir:

	Consolidado	
	2020 Jan-Dez	2019 Jan-Dez
Custos exploratórios reconhecidos no resultado		
Despesas com geologia e geofísica	1.522	1.897
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	2.379	1.250
Penalidades contratuais de conteúdo local	202	16
Outras despesas exploratórias	67	34
	4.170	3.197
Caixa utilizado nas atividades		
Operacionais	1.589	1.931
Investimentos	2.727	70.983
	4.316	72.914

Em 2020, os projetos sem viabilidade econômica referem-se, principalmente, à baixa de poços exploratórios do Parque dos Doces na Bacia do Espírito Santos (R\$ 973) e do bônus de assinatura do bloco exploratório de Peroba (R\$ 800).

No exercício de 2020, a Petrobras reconheceu provisões decorrentes de potenciais penalidades contratuais pelo não atendimento aos percentuais mínimos exigidos de conteúdo local para 186 blocos com fase exploratória encerrada (125 blocos em 2019).

Prática contábil

Custos com exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural são contabilizados de acordo com o método dos esforços bem sucedidos, conforme a seguir:

- Gastos relacionados com atividades de geologia e geofísica referentes à fase de exploração e avaliação de óleo e gás até o momento em que a viabilidade técnica e comercial da produção de óleo e gás for demonstrada são reconhecidos como despesa no período em que são incorridos;
- Valores relacionados à obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural são inicialmente capitalizados no ativo intangível. Quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás podem ser demonstradas, tais direitos e concessões são reclassificados para o ativo imobilizado. Mais informações na nota explicativa 26, sobre prática contábil do ativo intangível;
- Custos exploratórios diretamente associados à perfuração de poços, inclusive os equipamentos e instalações, são inicialmente capitalizados no ativo imobilizado até que sejam constatadas ou não reservas provadas relativas ao poço. Em determinados casos, reservas são identificadas, mas não podem ser classificadas como provadas quando a perfuração é finalizada. Nesses casos, os custos anteriores e posteriores à perfuração do poço continuam a ser capitalizados caso o volume de reservas descobertos justifique sua conclusão como poço produtor e estudos das reservas e da viabilidade econômica e operacional do empreendimento estiverem em curso. Essas informações são detalhadas na nota explicativa 28.1 sobre tempo de capitalização. Uma comissão interna de executivos técnicos da companhia revisa mensalmente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, aspectos econômicos, métodos operacionais e regulamentações governamentais. Na nota explicativa 4.1, há mais informações sobre o cálculo das reservas provadas de petróleo e gás da companhia;
- Poços exploratórios secos ou sem viabilidade econômica e os demais custos vinculados às reservas não comerciais são reconhecidos como despesa no período, quando identificados como tal, pela comissão interna de executivos técnicos citada no tópico anterior; e
- Todos os custos incorridos com o esforço de desenvolver a produção de uma área declarada comercial (com reservas provadas e economicamente viáveis) são capitalizados no ativo imobilizado. Incluem-se nessa categoria

os custos com poços de desenvolvimento; com a construção de plataformas e plantas de processamento de gás; com a construção de equipamentos e facilidades necessárias à extração, manipulação, armazenagem, processamento ou tratamento do petróleo e gás; e com a construção dos sistemas de escoamento do óleo e gás (dutos), estocagem e descarte dos resíduos.

28.1. Tempo de capitalização

O quadro a seguir apresenta os custos e o número de poços exploratórios capitalizados por tempo de existência, considerando a data de conclusão das atividades de perfuração. Demonstra, ainda, o número de projetos para os quais os custos de poços exploratórios estejam capitalizados por prazo superior a um ano:

Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência ^(*)	2020	2019
Custos de prospecção capitalizados até um ano	615	884
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	15.101	16.291
Saldo final	15.716	17.175
Número de projetos com custos de prospecção capitalizados acima de um ano	38	43
	2020	Número de poços
2019	790	6
2018	230	1
2017	205	1
2016	299	3
2015 e anos anteriores	13.577	80
Saldo total	15.101	91

(*) Não contempla os custos para obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural.

Do total de R\$ 15.101 para 38 projetos, que incluem 91 poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, R\$ 14.387 referem-se a poços localizados em áreas em que há atividades de perfuração já em andamento ou firmemente planejadas para o futuro próximo, cujo "Plano de Avaliação" foi submetido à aprovação da ANP, e R\$ 714 referem-se às atividades inerentes ao processo de análise das viabilidades técnicas e econômicas para a definição das reservas e decisão sobre o possível desenvolvimento da produção dos projetos.

29. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo

A Petrobras concedeu garantias à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP no total de R\$ 8.478 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, permanecendo em vigor R\$ 8.020 líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, R\$ 6.529 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e R\$ 1.491 referem-se a garantias bancárias.

30. Parcerias em atividades de exploração e produção

Em linha com seus objetivos estratégicos, a Petrobras atua de forma associada com outras empresas em *joint ventures* no Brasil como detentora de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos regimes de concessão e partilha da produção.

Em 31 de dezembro de 2020, a companhia detém participação em 98 consórcios com 40 empresas parceiras, dentre os quais a Petrobras é operadora em 55 consórcios (112 consórcios, 42 empresas parceiras e operadora de 64 parcerias em 31 de dezembro de 2019). As parcerias formadas em 2019 e 2020 estão descritas a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Consórcios	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Operador	Ano	Informações adicionais	Bônus ANP Parcela Petrobras
Tartaruga Verde Módulo III Espadarte	Bacia de Campos	50%	Petronas – 50%	Petrobras	2019	Concessão – Alienação de 50% para a Petronas	N/A
Búzios (Excedente da Cessão Onerosa)	Pré Sal Bacia de Santos	90%	CNODC – 5% CNOOC – 5%	Petrobras	2019	Partilha – Leilão ANP dos volumes excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa	61.375
C-M-477	Bacia de Campos	70%	BP – 30%	Petrobras	2019	Concessão – 16ª Rodada de Licitações da ANP	1.431
Aram	Pré Sal Bacia de Santos	80%	CNODC – 20%	Petrobras	2019	Partilha – 6ª Rodada de Licitações da ANP	4.040
BT-SEAL-13A	Bacia Sergipe-Alagoas	50%	Petrogal – 50%	Petrogal	2020	Concessão – Desmembramento	N/A
BT-POT-55A	Bacia Potiguar	70%	Sonangol – 30%	Sonangol	2020	Concessão – Desmembramento	N/A

A atuação da Petrobras em parcerias traz benefícios por meio do compartilhamento de riscos, do aumento da capacidade de investimentos e do intercâmbio técnico e/ou tecnológico, que visam, ao final, o crescimento na produção de petróleo e gás nas áreas exploradas. A seguir, a produção referente à participação da Petrobras nos principais campos onde atua como operadora na parceria:

Campo	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Produção parcela Petrobras em 2020 (kboed)	Regime
Tupi (BMS-11)	Pré Sal Bacia de Santos	65%	Shell – 25% Petrogal – 10%	790,4	Concessão
Roncador	Bacia de Campos	75%	Equinor – 25% Shell – 30%	132,1	Concessão
Sapinhoá (BMS-9)	Pré Sal Bacia de Santos	45%	Repsol Sinopec – 25%	119,0	Concessão
Albacora Leste	Bacia de Campos	90%	Repsol Sinopec – 10%	31,2	Concessão
Mero	Pré Sal Bacia de Santos	40%	Total – 20% Shell – 20% CNODC – 10% CNOOC – 10%	12,5	Partilha
Papa-Terra	Bacia de Campos	62,50%	Chevron – 37,5%	12,2	Concessão
Manati	Bacia de Camamu	35%	Enauta Energia S.A. – 45% Brasoil – 10% Geopark – 10%	5,3	Concessão
Berbigão	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell – 25% Total – 22,5% Petrogal – 10%	26,7	Concessão
Sururu	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell – 25% Total – 22,5% Petrogal – 10%	8,7	Concessão
Oeste de Atapu	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell – 25% Total – 22,5% Petrogal – 10%	1,6	Concessão
Tartaruga Verde	Bacia de Campos	50%	Petronas – 50%	48,8	Concessão
Total				1.188,5	

Prática contábil

As parcerias operacionais de E&P na Petrobras enquadram-se como operações em conjunto (*joint operations*) e, como tal, a companhia reconhece com relação aos seus interesses: i) seus ativos, incluindo sua parcela sobre quaisquer ativos detidos em conjunto ii) seus passivos, incluindo sua parcela sobre quaisquer passivos assumidos em conjunto; iii) sua receita de venda correspondente à proporção de sua participação sobre a produção advinda da operação em conjunto; iv) sua parcela sobre a receita de venda realizada diretamente pela operação em conjunto; e v) suas despesas, incluindo sua parcela sobre quaisquer despesas incorridas em conjunto.

Os ativos, passivos, receitas e despesas relacionados à participação em uma operação conjunta são contabilizados de acordo com as políticas contábeis específicas aplicáveis aos ativos, passivos, receitas e despesas.

30.1. Acordos de Individualização da Produção

A Petrobras possui Acordos de Individualização da Produção (AIP) celebrados no Brasil com empresas parceiras (Shell, Petrogal, Repsol e Total) em consórcios de E&P. Esses acordos resultarão em equalizações de volumes de produção, gastos, despesas e outros, gerando valores a receber e a pagar referentes aos campos de Tupi, Sêpia, Atapu, Berbigão, Sururu, Albacora Leste e outros.

Provisões para equalizações: Berbigão, Sururu, Albacora Leste e outros.

A movimentação do valor a pagar está apresentada a seguir:

	Consolidado	
	2020	2019
Saldo inicial	456	617
Adições/baixas no Imobilizado	1.500	205
Atualização monetária	-	16
Pagamentos realizados	(89)	(379)
Outras despesas (receitas) operacionais	58	(3)
Saldo final	1.925	456

Em 31 de dezembro de 2020, a Petrobras possui uma estimativa de valores a pagar pela celebração dos AIP submetidos à aprovação da ANP de R\$ 1.925 (R\$ 456 em 31 de dezembro de 2019). Em 2020, esses acordos resultaram em pagamentos e reconhecimento de adições e baixas no imobilizado, além de outras despesas líquidas, refletindo a melhor estimativa disponível das premissas utilizadas na apuração da base de cálculo e o compartilhamento de ativos relevantes em áreas a serem equalizadas.

Tupi, Sêpia e Atapu

Em 30 de abril de 2020, a Petrobras e as empresas parceiras nas jazidas compartilhadas de Tupi, Sêpia e Atapu assinaram os Acordos de Equalização de Gastos e Volumes (AEGV) que resultou no recebimento por parte da Petrobras de R\$ 2.347 em 29 de maio de 2020, em decorrência da equalização pelo aumento de participação da companhia nas três jazidas, sendo, basicamente, R\$ 3.840 registrado em outras receitas operacionais e R\$ 1.493 registrado no ativo imobilizado.

Em 1º de maio de 2020, em decorrência destes Acordos, a PNBV, controlada da Petrobras, assinou Contratos de Aquisição de Ações da participação adicional de 2,589% na Tupi B.V. (Tupi), pelo montante de R\$ 509 (US\$ 84 milhões), e participação adicional de 47,613% na lara BV (Atapu) por R\$ 4.525 (US\$ 805 milhões), sujeitos a ajustes de preço. A alocação do preço de aquisição das participações teve como base os valores justos relativos aos ativos adquiridos e passivos assumidos, gerando um acréscimo no montante de R\$ 5.034 (US\$ 889 milhões), principalmente no ativo imobilizado.

Em 15 de setembro de 2020, ocorreu o citado ajuste de preço ocasionando em pagamentos adicionais sobre a aquisição de participação na Tupi BV e na lara BV, no montante de R\$ 73 (US\$ 13 milhões), com impacto no ativo imobilizado.

Prática contábil

O procedimento de individualização da produção é instaurado quando se identifica que uma determinada jazida se estende além de um bloco concedido ou contratado. Nesse sentido, os parceiros operadores e não-operadores em propriedades de óleo e gás agrupam seus direitos em uma determinada área para formar uma única unidade e, em contrapartida, um novo percentual de participação indivisa naquela unidade (do mesmo tipo que anteriormente detida) é determinado.

Eventos ocorridos anteriormente à individualização de produção podem levar à necessidade de ressarcimento entre as partes. No momento da celebração do Acordo de Individualização da Produção (AIP), caso a Petrobras deva ser ressarcida em caixa, não será reconhecido um ativo nas situações em que não há direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro e não é praticamente certo que ocorrerá uma entrada de benefícios econômicos. Nos casos em que a companhia deva efetuar um ressarcimento em caixa, deve ser reconhecida uma provisão sempre que houver uma obrigação presente como resultado de evento passado, seja provável que será necessária uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação e possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação.

31. Investimentos

31.1. Investimentos diretos (Controladora)

	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
Empresas Consolidadas						
Subsidiárias e controladas						
Petrobras International Braspetro - PIB BV	Diversos	100,00	100,00	240.431	26.871	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	RTC	100,00	100,00	4.944	1.332	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	445	1.319	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gás e Energia	51,00	51,00	2.258	329	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	1.432	155	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	168	(253)	Brasil
Termomacacê S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	446	22	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	570	12	Ilhas Cayman
Breitener Energética S.A.	Gás e Energia	93,66	93,66	720	29	Brasil
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85	98,85	595	5	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	351	65	Brasil
Petrobras Comercializadora de Energia S.A.. - PBEN	Gás e Energia	100,00	100,00	62	35	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,20	99,20	15	(72)	Brasil
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	Corporativo e outros negócios	72,00	72,00	19	(44)	Brasil
5283 Participações LTDA						
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.	Gás e Energia	51,00	51,00	419	572	Brasil
Refinaria de Mucuripe S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Refinaria de Manaus S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Paraná Xisto S.A (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Refinaria de Mataripe S.A. (i)	RTC	100,00	100,00	-	-	Brasil
Operações em conjunto						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	207	74	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gás e Energia	50,00	50,00	121	46	Brasil
Empreendimentos controlados em conjunto						
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	818	(328)	Brasil
Cia Energética Manauara	Gás e Energia	40,00	40,00	197	17	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	191	109	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,20	17	(62)	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	70	(1)	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	105	29	Brasil
Metanor S.A. - Metanol do Nordeste	RTC	34,54	34,54	64	17	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	23	2	Brasil
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	29	2	Brasil
Eólica Mangue Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	22	1	Brasil
Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	51,00	51,00	21	-	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	RTC	45,00	45,00	-	-	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOS	Corporativo e outros negócios	50,00	50,00	-	-	Brasil
GNL Gemini Comercialização e Logística de Gás LTDA.	Gás e Energia	40,00	40,00	155	21	Brasil
Coligadas						
Braskem S.A. (ii)	RTC	36,20	47,03	(4.465)	(7.893)	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	18,80	18,80	134	(200)	Brasil
Petrobras Distribuidora S.A. - BR (ii)	Corporativo e outros negócios	37,50	37,50	9.615	757	Brasil
Deten Química S.A.	RTC	27,88	27,88	570	210	Brasil
Energética SUAPE II S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	425	124	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gás e Energia	20,00	20,00	243	23	Brasil
Nitrocolor Produtos Químicos LTDA.	RTC	38,80	38,80	(1)	(2)	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	-	-	Brasil
Nova Transportadora do Sudeste S.A. - NTS	Gás e Energia	10,00	10,00	2.144	2.528	Brasil
Transportadora Sulbrasileira de Gás - TSB	Gás e Energia	25,00	25,00	21	4	Brasil

(i) Sociedades em fase de constituição, com escritura pública registrada e aporte financeiro realizado em conta de constituição no valor aproximado de R\$ 304 mil para cada empresa.

(ii) Informações relativas a 30.09.2020, últimas disponibilizadas ao mercado.

Em 2020, tivemos as seguintes movimentações societárias:

i) As empresas Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG, Liquigás Distribuidora S.A., Fundo de Investimento em Participações de Sondas - FIP Sondas e Sete Brasil Participações S.A. foram desinvestidas;

ii) A Termomacaé Comercializadora de Energia S.A. - TMC foi incorporada pela Petrobras Comercializadora de Energia - PBEN;

iii) A Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. – E-Petro foi incorporada pela Petrobras, com sua consequente extinção, sem aumento do capital social da Petrobras. Dessa forma, a Procurement Negócios Eletrônicos passou a ser investida direta da Petrobras;

iv) Constituição de novas subsidiárias: Refinaria de Mucuripe S.A, Refinaria de Manaus S.A., Paraná Xisto S.A e Refinaria de Mataripe S.A. (nota explicativa 32.3).

A Petrobras International Braspetro BV - PIB BV tem como principais controladas:

- Petrobras Global Trading B.V. - PGT (100%, sediada na Holanda) que atua basicamente na comercialização de petróleo, derivados de petróleo, biocombustíveis e gás natural liquefeito (GNL), assim como a captação e repasse de empréstimos como parte de suas operações financeiras no âmbito da Petrobras e suas subsidiárias;
- Petrobras Global Finance B.V. - PGF (100%, sediada na Holanda), que tem por objetivo principal efetuar captações de recursos no mercado de capitais por meio de emissão de *bonds* e repasse de empréstimos às empresas da Petrobras e suas subsidiárias;
- Petrobras America Inc. – PAI (100%, sediada nos Estados Unidos) com atividades de E&P (MP Gulf of Mexico, LLC);
- Petrobras Netherlands BV – PNBV (100%, sediada na Holanda) que possui operações em conjunto: Tupi BV (65%), Guará BV (45%), Agri Development BV (90%), Libra BV (40%), Papa Terra BV (62,5%), Roncador BV (75%), Iara BV (42,5%) e Lapa BV (10%), todas constituídas com o propósito de construção e aluguel de equipamentos e plataformas para as operações no segmento de E&P no Brasil e sediadas na Holanda. Em dezembro de 2020, a PNBV transferiu para empresas do Grupo Sete Brasil, pelo valor total simbólico de 7 euros, a participação societária de 15% que detinha em cada uma das sociedades de propósito específico holandesas controladas pelo próprio Grupo da Sete Brasil: Arpoador Drilling B.V., Marambaia Drilling B.V., Grumari Drilling B.V., Copacabana Drilling B.V., Leme Drilling B.V., Leblon Drilling B.V. e Ipanema Drilling B.V. Com a alienação realizada, a Petrobras não detém mais participação societária, direta ou indireta, nas empresas do Grupo Sete Brasil; e
- Em 14 de janeiro de 2020, a PIB BV concluiu a transação de alienação integral da sua participação societária de 50% na empresa Petrobras Oil & Gas B.V. – PO&GBV com a empresa Petrovida Holding B.V – PETROVIDA.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

31.2. Mutação dos investimentos (Controladora)

	Saldo em 31.12.2019	Aportes de capital	Transferências para mantidos para venda	Reorganiza- ções, redução de capital e outros	Resultado de participação em investi- mentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2020
Controladas									
PIB BV	154.370	-	-	(175)	17.382	47.220	-	-	218.797
Transpetro	3.521	-	-	(557)	1.216	366	678	(439)	4.785
PB-LOG	2.450	-	-	(2.622)	1.538	-	-	(1.366)	-
PBIO	1.265	-	-	-	155	-	12	-	1.432
Gaspetro	1.103	-	-	-	168	-	-	(122)	1.149
Breitener	665	-	-	-	27	-	-	(17)	675
Outras Controladas	1.457	670	-	67	(412)	(27)	612	(428)	1.939
Operações em conjunto	186	-	-	-	60	-	-	(82)	164
Empreendimentos controlados em conjunto	337	31	(98)	(23)	66	-	-	(76)	237
Coligadas									
TAG	1.142	-	-	(1.084)	96	-	(43)	(111)	-
NTS	963	-	-	(65)	253	-	-	(238)	913
Demais coligadas (*)	15.188	-	-	-	(3.096)	1.105	(970)	(462)	11.765
Total	182.647	701	(98)	(4.459)	17.453	48.664	289	(3.341)	241.856
Outros investimentos	19	-	-	-	-	-	-	-	19
Total dos Investimentos	182.666	701	(98)	(4.459)	17.453	48.664	289	(3.341)	241.875
Resultado de empresas classificadas como mantidas para venda					210		17		
					17.663		306		

(*) Inclui BR e Braskem.

Em 30 de abril de 2020, a Petrobras, na qualidade de única acionista, em Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas da PB-LOG, aprovou a redução de capital dessa empresa no montante de R\$ 3.162, tendo em vista o excedente de capital social da subsidiária. Em 21 de agosto de 2020, a redução de capital foi liquidada financeiramente.

Em 29 de dezembro de 2020, a Petrobras na qualidade de única acionista, aprovou a redução do capital social de sua subsidiária integral Petrobras Transporte S.A. (Transpetro), no montante de R\$ 557, em Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas da Transpetro. A redução do capital foi realizada a valor contábil, sem alteração na quantidade de ações, mediante a entrega à Petrobras, a título de devolução de sua participação no capital social, de bens e direitos referentes aos investimentos realizados pela Transpetro nos ativos arrendados da Petrobras, e que fazem parte do escopo do desinvestimento das refinarias da companhia e seus respectivos ativos logísticos e atende as obrigações estabelecidas no Termo de Compromisso de Cessação (TCC) celebrado em 11 de junho de 2019 com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

31.3. Mutações dos investimentos (Consolidado)

	Saldo em 31.12.2019	Aportes de capital	Transferências para mantidos para venda	Reorganiza- ções, redução de capital e outros	Resultado de participação em investi- mentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2020
Empreendimentos controlados em Conjunto/Grupo									
MP Gulf of Mexico, LLC/PIB BV	2.327	-	-	15	(894)	612	-	(157)	1.903
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural/Gaspetro	1.533	1	-	(1)	300	-	-	(282)	1.551
Compañía Mega S.A. - MEGA/PIB BV	319	-	-	-	55	90	-	(36)	428
Demais empresas	634	31	(353)	(22)	108	32	-	(80)	350
Coligadas (*)									
NTS	963	-	-	(65)	253	-	-	(238)	913
TAG	1.142	-	-	(1.084)	96	-	(43)	(111)	-
Demais empresas	15.228	42	-	82	(3.190)	1.116	(970)	(463)	11.845
Outros Investimentos	20	-	-	-	-	-	-	-	20
Total dos Investimentos	22.166	74	(353)	(1.075)	(3.272)	1.850	(1.013)	(1.367)	17.010

(*) Inclui BR e Braskem, destacando o resultado com hedge para exportações e vendas futuras e a provisões pelo fechamento dos poços sal-gema da Braskem.

31.4. Investimentos em coligadas com ações negociadas em bolsas

Empresa	Lote de mil ações		Tipo	Cotação em bolsa de valores (R\$ por ação)		Valor de mercado	
	31.12.2020	31.12.2019		31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Coligada							
BR	436.875	436.875	ON	22,13	30,07	9.668	13.137
						9.668	13.137
Coligada							
Braskem	212.427	212.427	ON	25,22	31,54	5.357	6.700
Braskem	75.762	75.762	PNA	23,57	29,85	1.786	2.261
						7.143	8.961

O valor de mercado para essas ações não reflete, necessariamente, o valor de realização na venda de um lote representativo de ações.

Braskem S.A. e BR S.A. - Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem e da BR estão sendo apresentadas na nota explicativa 27.3.

31.5. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da companhia é de R\$ 2.740 (R\$ 3.596 em 2019), principalmente: R\$ 1.107 da Gaspetro (R\$ 1.062 em 2019), R\$ 335 das Entidades Estruturadas (R\$ 817 em 2019), R\$ 1.000 do FIDC (R\$ 1.384 em 2019) e R\$ 204 da TBG (R\$ 280 em 2019).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

A seguir estão apresentadas informações contábeis sumarizadas:

	Gaspetro		Entidades estruturadas			FIDC		TBG
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Ativo circulante	423	368	4.664	3.197	20.528	66.009	1.187	620
Ativo realizável a longo prazo	260	246	2.388	2.363	-	-	1	2
Investimentos	1.551	1.533	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	2	5	-	-	-	-	1.626	1.735
Outros ativos não circulantes	270	292	-	-	-	-	10	7
	2.507	2.444	7.052	5.560	20.528	66.009	2.825	2.364
Passivo circulante	129	162	5.418	31	3	24	1.070	421
Passivo não circulante	120	114	685	4.450	-	-	1.335	1.370
Patrimônio líquido	2.258	2.167	950	1.078	20.525	65.985	419	572
	2.507	2.444	7.052	5.560	20.528	66.009	2.825	2.364
Receita operacional líquida	426	538	-	-	-	-	1.600	1.680
Lucro líquido do exercício	330	350	(1.007)	162	2.145	3.592	572	709
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	(21)	28	1.170	63	9	3.102	128	11

A Gaspetro, controlada da Petrobras (51%), é uma empresa com participação em diversas distribuidoras de gás no Brasil, que desempenham, mediante concessão, serviços de distribuição de gás natural canalizado.

Entidades estruturadas inclui Charter Development LLC - CDC, com o objetivo de construir, adquirir e afretar FPSOs, e Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais - CDMPI, com atividades de coqueamento retardado e hidrotreatamento de nafta de coque na Refinaria Henrique Lage - REVAP. Em 5 de janeiro de 2021, a Petrobras efetuou a aquisição de 100% das ações referentes à Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais S/A (CDMPI), pelo valor de R\$ 50 mil.

O Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-Padronizados ("FIDC-NP") é um fundo de investimentos destinado preponderantemente à aquisição de direitos creditórios "performados" e/ou "não performados" de operações realizadas pelas empresas da Petrobras e suas subsidiárias, e visa à otimização da gestão financeira do caixa.

A TBG é uma empresa que atua no transporte de gás natural, através do gasoduto Bolívia -Brasil e controlada da Petrobras, que possui 51 % de participação nesta companhia.

31.6. Informações contábeis resumidas de empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

A companhia investe em empreendimentos controlados em conjunto e coligadas no país e exterior, cujas atividades estão relacionadas a empresas petroquímicas, distribuição, transporte, comércio, beneficiamento e a industrialização de derivados de petróleo e de outros combustíveis, distribuidoras de gás, biocombustíveis, termoeletricas, refinarias e outras. As informações contábeis resumidas são as seguintes:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	2020				2019			
	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas
	País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior		País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior	
Ativo Circulante	4.129	1.440	713	51.735	4.623	1.501	666	37.186
Ativo Realizável a Longo Prazo	2.002	1.344	19	20.559	1.958	-	21	19.668
Imobilizado	2.559	12.370	327	51.516	2.582	12.622	194	81.461
Outros ativos não circulantes	2.506	10	-	3.957	2.559	1	-	6.365
	11.196	15.164	1.059	127.767	11.722	14.124	881	144.680
Passivo Circulante	2.976	1.185	304	37.793	3.184	956	300	27.211
Passivo não Circulante	3.436	4.100	88	76.756	3.255	1.502	75	116.397
Patrimônio Líquido	4.610	7.976	422	14.773	5.120	9.339	320	1.027
Participação dos Acionistas não Controladores	174	1.903	245	(1.555)	163	2.327	186	45
	11.196	15.164	1.059	127.767	11.722	14.124	881	144.680
Receita Operacional Líquida	10.602	3.856	-	146.556	16.070	5.127	530	158.666
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	477	(3.132)	45	837	972	1.670	68	9.533
Percentual de Participação - %	23,5 a 83%	20%	34 a 45%	4,59 a 40%	20 a 51,5%	20%	34 a 45%	4,59 a 40%

Prática contábil

Base de consolidação

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem informações da Petrobras, e das suas controladas, operações controladas em conjunto e entidades estruturadas consolidadas.

O controle é obtido quando a Petrobras possui: i) poder sobre a investida; ii) exposição a, ou direitos sobre, retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a investida; e iii) a capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor de seus retornos.

As empresas subsidiárias e controladas são consolidadas a partir da data em que o controle é obtido até a data em que esse controle deixa de existir, utilizando práticas contábeis consistentes às adotadas pela companhia.

As entidades estruturadas são aquelas desenhadas de modo que os direitos de voto, ou similares, não sejam o fator dominante para determinar quem controla a entidade. Em 31 de dezembro de 2020, a Petrobras controla e consolida 3 entidades estruturadas: CDC (EUA, E&P); CDMPI (Brasil, Refino, Transporte e Comercialização (RTC)) e Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-padronizados da Petrobras e suas subsidiárias (Brasil, Corporativo).

Transações e saldos entre entidades do grupo, incluindo lucro não realizado oriundos dessas transações, são eliminados no processo de consolidação.

Investimentos societários

Coligada é a entidade sobre a qual a companhia possui influência significativa, definida como o poder de participar na elaboração das decisões sobre políticas financeiras e operacionais de uma investida, mas sem que haja o controle individual ou conjunto dessas políticas. Negócio em conjunto é aquele em que duas ou mais partes têm o controle conjunto estabelecido contratualmente, podendo ser classificado como uma operação em conjunto ou um empreendimento controlado em conjunto, dependendo dos direitos e obrigações das partes.

Enquanto em uma operação em conjunto, as partes integrantes têm direitos sobre os ativos e obrigações sobre os passivos relacionados ao negócio, em um empreendimento controlado em conjunto, as partes têm direitos sobre os ativos líquidos do negócio. No segmento de exploração e produção, algumas atividades são conduzidas por operações em conjunto.

Nas demonstrações financeiras individuais, os investimentos em entidades coligadas, controladas e empreendimentos controlados em conjunto são avaliados pelo método da equivalência patrimonial (MEP) a partir da data em que elas se tornam sua coligada, empreendimento controlado em conjunto e controlada. Apenas as operações em conjunto constituídas por meio de entidade veículo com personalidade jurídica própria são avaliadas pelo MEP. Para as demais operações em conjunto, a companhia reconhece seus ativos, passivos e as respectivas receitas e despesas nestas operações.

Nas demonstrações financeiras consolidadas, os investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidos pelo MEP considerando-se as práticas contábeis da Petrobras. As distribuições recebidas dessas investidas reduzem o valor contábil do investimento.

Combinação de negócios e *goodwill*

Combinação de negócios é uma operação ou outro evento por meio do qual um adquirente obtém o controle de um ou mais negócios, independentemente da forma jurídica da operação. O método de aquisição é aplicado para as transações em que ocorre a obtenção de controle. Combinações de negócios de entidades sob controle comum são contabilizadas pelo custo. Pelo método da aquisição, os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos são mensurados pelo seu valor justo, com limitadas exceções.

O ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) é mensurado pelo montante cuja soma: (i) da contraprestação transferida em troca do controle da adquirida; (ii) do montante de quaisquer participações de não controladores na adquirida; (iii) e no caso de combinação de negócios realizada em estágios, do valor justo da participação do adquirente na adquirida imediatamente antes da combinação; excede o valor líquido dos ativos identificáveis adquiridos e dos passivos assumidos. Quando tal somatório for inferior ao valor líquido dos ativos identificáveis adquiridos e dos passivos assumidos, um ganho proveniente de compra vantajosa é reconhecido no resultado.

As mudanças de participações em controladas que não resultam em alteração de controle não são consideradas uma combinação de negócios e, portanto, são reconhecidas diretamente no patrimônio líquido, como transações de capital, pela diferença entre o preço pago/recebido, incluindo custos de transação diretamente relacionados, e o valor contábil da participação adquirida/vendida.

32. Vendas de ativos e outras reestruturações societárias

A companhia tem uma carteira dinâmica de parcerias e desinvestimentos, na qual avalia oportunidades de alienação de ativos não estratégicos em suas diversas áreas de atuação, cujo desenvolvimento das transações também depende de condições que estão fora do controle da companhia.

Os projetos de desinvestimentos e de parcerias estratégicas seguem os procedimentos alinhados às orientações do Tribunal de Contas da União (TCU) e à legislação vigente.

As principais classes de ativos e passivos classificados como mantidos para venda são apresentadas a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

							31.12.2020	Consolidado 31.12.2019
	E&P	RTC	Gás & Energia	Distribuição	Biocombustí- vel	Corporativo	Total	Total
Ativos classificados como mantidos para venda								
Caixa e Equivalentes de Caixa	6	-	-	68	-	-	74	18
Contas a receber	-	-	-	126	-	-	126	277
Estoques	-	-	-	23	-	-	23	52
Investimentos	1	-	98	1	255	-	355	1.429
Imobilizado	3.114	97	-	107	-	-	3.318	8.248
Outros	-	-	-	185	-	-	185	309
Total	3.121	97	98	510	255	-	4.081	10.333
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda								
Fornecedores	3	-	-	107	-	-	110	108
Financiamentos	-	-	-	26	-	44	70	572
Provisão para desmantelamento de área	3.326	-	-	-	-	-	3.326	11.934
Outros	-	-	-	53	-	-	53	470
Total	3.329	-	-	186	-	44	3.559	13.084

32.1. Operações não concluídas

Os ativos e passivos correspondentes as operações descritas a seguir, operações não concluídas, apresentam-se classificadas como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2020.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Transação	Comprador	Data da assinatura	Valor contratual (*)	Outras informações
Cessão de direitos de 10% do campo de Lapa para a Total, no Bloco BM-S-9, exercício de opção de venda do restante da nossa participação prevista no contrato assinado em janeiro de 2018, quando a Total adquiriu 35% da participação da Petrobras, no âmbito da parceria estratégica, e passou a operar o campo.	Total	Dezembro/2018	US\$ 50 milhões	a
Venda de 30% da concessão do Campo de Frade. A transação também inclui a venda da totalidade da participação detida pela Petrobras Frade Inversiones S.A (PFISA), subsidiária da Petrobras, na empresa Frade BV, que detém a propriedade dos ativos offshore, utilizados no desenvolvimento da produção do campo de Frade.	PetroRio	Novembro/2019	US\$ 100 milhões	b
Venda da totalidade da sua participação nos campos terrestres de Fazenda Belém e Icapuí, denominado Polo Fazenda Belém, localizados na Bacia Potiguar, no estado do Ceará.	SPE Fazenda Belém S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum e Participações S.A.	Agosto/2019	US\$ 35,2 milhões	c
Venda da totalidade de sua participação em oito campos terrestres, denominados Polo Rio Ventura, localizados no estado da Bahia.	SPE Rio Ventura S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum e Participações S.A	Agosto/2020	US\$ 51 milhões	d
Venda da totalidade de sua participação em 27 concessões terrestres, localizadas no Espírito Santo, denominados conjuntamente de Polo Cricaré.	Karavan SPE Cricaré S.A. (51%) e Seacrest Capital Group Limited, que figura como equity provider, deterá os demais 49%	Agosto/2020	US\$ 37 milhões	e
A Petrobras Uruguay Sociedad Anónima de Inversiones (PUSAI) assinou contrato para a venda da totalidade de sua participação na Petrobras Uruguay Distribución S.A. (PUDSA).	DISA Corporación Petrolífera S.A.	Agosto/2020	US\$ 61,70 milhões	f
Venda da totalidade de sua participação em 14 campos terrestres de exploração e produção, denominados Polo Recôncavo, localizados no estado da Bahia	Ouro Preto Energia Onshore S.A, subsidiária integral da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A.	Dezembro/2020	US\$ 250 milhões	g
Venda da totalidade de sua participação em 12 campos terrestres de exploração e produção, denominados Polo Remanso, localizados no estado da Bahia.	Petrorecôncavo S.A.	Dezembro/2020	US\$ 30 milhões	h
A Petrobras Biocombustível S.A. (PBio) assinou. contrato para a venda da totalidade das suas ações (50% do capital da empresa) de emissão da BSBios Indústria e Comércio de Biodiesel Sul Brasil S/A (BSBios).	RP Participações em Biocombustíveis S.A	Dezembro/2020	320	i
Venda da totalidade de sua participação de 49% na sociedade Eólica Mangue Seco 1 – Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A. ("Eólica Mangue Seco 1").	V2I Transmissão de Energia Elétrica S.A.	Dezembro/2020 (**)	42.5	j
Venda conjunta com a Wobben Windpower Indústria e Comércio Ltda (Wobben) da totalidade de suas participações (51% Wobben e 49% Petrobras) nas sociedades Eólica Mangue Seco 3 – Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A. ("Eólica Mangue Seco 3") e Eólica Mangue Seco 4 – Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A. ("Eólica Mangue Seco 4").	V2I Transmissão de Energia Elétrica S.A.	Dezembro/2020 (**)	89.9	k

(*) Considerando valores acordados na assinatura da transação.

(**) Data de aprovação do Conselho de Administração

a) Campo de Lapa - Aliança Estratégica entre Petrobras e Total

O valor de venda está sujeito a ajuste de preço. A operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes.

b) Venda do Campo de Frade

Prazo dos recebimentos: (i) US\$ 7,5 milhões pagos na assinatura do contrato; (ii) US\$ 92,5 milhões a serem pagos no fechamento da transação, sujeito aos ajustes de preços devidos. Além disso, há o montante de US\$ 20 milhões como pagamento contingente, vinculado a uma potencial nova descoberta no campo.

c) Venda dos campos terrestres no Ceará

Prazo dos recebimentos: (i) US\$ 8,8 milhões recebidos na assinatura do contrato; (ii) US\$ 16,4 milhões no fechamento da transação e; (iii) US\$ 10 milhões que serão pagos em doze meses após o fechamento da transação.

Tais valores não consideram os ajustes devidos e estão sujeitos ao cumprimento de condições precedentes, como aprovação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

d) Venda dos campos terrestres na Bahia (Polo Ventura)

Prazo dos recebimentos: (i) US\$ 3,8 milhões recebidos na data da assinatura do contrato; (ii) US\$ 31,2 milhões no fechamento da transação; (iii) US\$ 16 milhões que serão pagos em trinta meses após o fechamento da transação; e (iv) US\$ 43,2 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato que dependem do atingimento de preços do barril de petróleo negociado entre as partes.

Os valores não consideram os ajustes devidos e o fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como aprovação pela ANP.

e) Venda dos campos terrestres do Espírito Santo

Prazo dos recebimentos: (i) US\$ 11 milhões recebidos na data da assinatura do contrato; (ii) US\$ 26 milhões, a serem pagos no fechamento da transação e (iii) US\$ 118 milhões classificados como ativos contingentes, sendo US\$ 88 milhões condicionados e atrelados ao valor do Brent e US\$ 30 milhões condicionadas à aprovação pela ANP da extensão dos prazos dos contratos de concessão de nove campos considerados principais pelo comprador (São Mateus, Rio Itaúnas, Fazenda Cedro, Lagoa Suruaca, Fazenda São Jorge, Rio São Mateus, Campo Grande, Mariricu e Mariricu Norte).

Os valores não consideram os ajustes devidos e o fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como aprovação da ANP e que o comprador tenha obtido a Licença Ambiental junto ao Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos (IEMA).

f) Venda da Petrobras Uruguay Distribución S.A. (PUDSA)

Prazo dos recebimentos: (a) US\$ 6,17 milhões na assinatura do contrato; e (b) US\$ 55,53 milhões no fechamento da transação. O valor final da operação está sujeito a ajustes até a data de fechamento da transação.

A conclusão da transação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela Autoridade Uruguaia de Defesa da Concorrência.

g) Venda de campos terrestres na Bahia (Polo Recôncavo)

Prazo dos recebimentos: (i) US\$ 10 milhões na data da assinatura do contrato; e (ii) US\$ 240 milhões no fechamento da transação.

Os valores não consideram os ajustes devidos e o fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

h) Venda de campos terrestres na Bahia (Polo Remanso)

Prazo de recebimentos: (i) US\$ 4 milhões em 23 de dezembro de 2021; (ii) US\$ 21 milhões no fechamento da transação e (iii) US\$ 5 milhões um ano após o fechamento.

Como outras operações de vendas de campos, não considera ajustes devidos e o fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes.

i) Venda da BSBios

O valor de venda, incluindo ajuste de atualização monetária, será depositado em contas vinculadas (*escrow*), pela participação da PBio na BSBios. Este valor é sujeito a ajustes usuais para transações dessa natureza.

A PBio poderá sacar R\$ 255 no fechamento da transação e R\$ 67 serão mantidos em conta vinculada para indenização de eventuais contingências e liberados conforme prazos e condições previstas em contrato.

j) Eólica Mangue Seco 1

O valor será recebido em parcela única no fechamento da transação e está sujeito aos ajustes previstos no contrato.

k) Eólicas Mangue Seco 3 e 4

Prazo de recebimento: i) R\$ 22,5 na assinatura do contrato; (ii) R\$ 67,4 no fechamento da transação, sujeito aos ajustes previstos nos contratos.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

32.2. Operações concluídas

Transação	Comprador	Data da assinatura (A) e Data de fechamento (F)	Valor de venda	Valor contratual (*) (**) Ganho (perda) (***)	Prazos, condições precedentes e outras informações
Venda integral da participação societária detida pela Petrobras (50%) na empresa Petrobras Oil & Gas B.V. ("PO&G BV"), joint venture na Holanda, com ativos localizados na Nigéria.	Petrovida Holding B.V	A Outubro/2018 F Janeiro/2020	6.026	US\$ 1.454 milhões	7 a
Venda de 100% de Participação nos Polos Pampo e Enchova (campos de Enchova, Enchova Oeste, Marimbá, Piraúna, Bícudo, Bonito, Pampo, Trilha, Linguado e Badejo, localizados em águas rasas na Bacia de Campos.	Trident Energy do Brasil LTDA, subsidiária da Trident Energy L.P	A Julho/2019 F Julho/2020	2.153	US\$ 418,6 milhões	1.927 b
Venda da totalidade de participação em um conjunto de campos de produção, terrestres e marítimos, denominado Polo Macau (Aratum, Macau, Serra, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão e Sanhaçu), na Bacia Potiguar, localizados no estado do Rio Grande do Norte.	SPE 3R Petroleum S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum e Participações S.A.	A Agosto/2019 F Maio/2020	862	862	420 c
Celebração de contrato de compra e venda de ações referente a participação remanescente de Petrobras de 10% na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG).	Grupo formado pela ENGIE e pelo fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ).	A Julho/2020 F Julho/2020	1.006	1.006	147 d
Venda de 100% de participação no campo de Baúna (área de concessão BM-5-40), localizado em águas rasas na Bacia de Santos.	Karoon Petróleo & Gás Ltda (Karoon), subsidiária da Karoon Energy Ltd.	A Julho/2019 F Novembro/2020	1.254	US\$ 240 milhões	1.481 e
Venda integral da participação societária na Liquigás Distribuidora S.A	Copagaz e Nacional Gás Butano	A Novembro/2019 F Dezembro/2020	4.035	4.035	2.731 -
			15.336		6.713

(*) Considerando valores acordados na assinatura da transação e convertidos em reais, quando negociados em outra moeda.

(**) O valor de "Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos) na Demonstração dos Fluxos de Caixa" é composto principalmente por valores do Programa de Desinvestimento: recebimento parcial de operações deste exercício, parcelamentos de operações de exercícios anteriores e adiantamentos referentes a operações não concluídas.

(***) Reconhecido em "Resultado com alienações, baixa de ativos e resultado na remensuração de participações societárias" - nota explicativa 11 - Outras (despesas) receitas operacionais líquidas.

Essas conclusões ocorreram após cumprimento de eventuais condições precedentes.

a) Petrobras Oil & Gas B.V.

A transação foi concluída e envolveu o valor total de US\$ 1,530 bilhão, ajustado para US\$ 1,454 bilhão, refletindo a incidência de juros sobre o preço de aquisição e a dedução da parcela que coube à Petrobras do pagamento de taxas para aprovação da transação pelo Governo Nigeriano. Do total de US\$ 1,454 bilhão, a Petrobras recebeu US\$ 1,030 bilhão na forma de dividendos pagos pela PO&GBV desde a data base da transação (1º de janeiro de 2018). Na data do fechamento, recebeu US\$ 276 milhões, e US\$ 25 milhões em junho de 2020, restando US\$ 123 milhões (valor nominal) que serão recebidos após a conclusão do processo de redeterminação do campo de Abgami e em até 5 anos a partir do fechamento da transação.

b) Polos Pampo e Enchova

No encerramento da operação, houve o recebimento de US\$ 365,4 milhões, considerando os ajustes previstos no contrato e outras condições posteriormente acordadas entre as partes. O contrato prevê o pagamento de valores condicionados de até US\$ 650 milhões classificados como ativos contingentes e que somente serão reconhecidos quando as condições acordadas forem atingidas.

O valor recebido no fechamento da transação se soma ao montante de US\$ 53,2 milhões recebidos pela Petrobras na assinatura dos contratos de venda, totalizando US\$ 418,6 milhões

c) Polo Macau

A Petrobras detinha 100% de participação em todas as concessões, com exceção de Sanhaçu, na qual era operadora com 50% de participação, com percentual restante da Petrogal.

O valor da transação de R\$ 862 inclui os ajustes previstos no contrato e o valor recebido em 9 de agosto de 2019, na assinatura do contrato, referente a primeira parcela.

d) Transportadora Associada de Gás S.A.

A transação foi concluída pelo valor de R\$ 1.006, integralmente quitado na data da celebração do contrato, após a dedução de R\$ 110 de dividendos pagos para a Petrobras em junho de 2020 e demais ajustes de preço.

Adicionalmente, em decorrência desta operação, foi reclassificado para resultado, como outras despesas líquidas, a perda de R\$ 225 com hedge de fluxo de caixa acumulado desde a venda do controle da TAG em junho de 2019, reconhecido como outros resultados abrangentes no patrimônio líquido da Petrobras de forma reflexa aos valores registrados na TAG.

e) Campo de Baúna

Em virtude do impacto causado pela pandemia da COVID-19 e a consequente dificuldade de atendimento às condições precedentes inicialmente definidas, as partes definiram ajustes aos termos do contrato e a divisão do valor da transação.

Após o cumprimento das condições precedentes, a operação foi concluída com o pagamento de US\$ 150 milhões. O valor recebido no fechamento se soma ao montante de US\$ 50 milhões pagos na data de assinatura. A parcela remanescente, estimada em aproximadamente US\$ 40 milhões, será paga pela Karoon em 18 meses contados da data de conclusão de transação, considerando os ajustes de preço, uma vez que a data-base da transação é de 1º de janeiro de 2019 e, assim, o valor foi ajustado em função do resultado do fluxo de caixa incorporado pela Petrobras até a data de fechamento.

Adicionalmente, foi acordada pelas partes parcela contingente do preço, a ser recebida pela Petrobras até 2026, no valor de US\$ 285 milhões a depender do atingimento de preços médios do barril de petróleo negociado entre as partes.

32.3. Outras operações**a) Parcela contingente da venda de participação no bloco exploratório BM-S-8**

Em 28 de julho de 2016, a Petrobras realizou a venda do total de sua participação (equivalente a 66%) no bloco BM-S-8 onde está localizado o campo de Bacalhau (antiga área de Carcará), no pré-sal da Bacia de Santos, para a Equinor, pelo valor de US\$ 2,5 bilhões.

A primeira parcela, de US\$ 1,25 bilhão, correspondente a 50% do valor da transação, foi recebida em 22 de novembro de 2016. A segunda parcela, no valor de US\$ 300 milhões, foi recebida em 21 de março de 2018.

A terceira parcela, no valor de US\$ 950 milhões, permanece contingente, na dependência da aprovação do Acordo de Individualização da Produção (AIP) pela ANP, cuja submissão à ANP pela Equinor ocorreu em 29 de janeiro de 2021, ou 12 (doze) meses após a submissão do AIP a ANP, o que ocorrer primeiro.

b) Incorporação da Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. (E-Petro)

Em 4 de março de 2020, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a incorporação da E-Petro, com sua extinção, sem aumento do capital social da Petrobras.

c) Constituição de subsidiárias

Em novembro e dezembro de 2020 foram constituídas as subsidiárias Refinaria de Mucuripe S.A, Refinaria de Manaus S.A., Paraná Xisto S.A. e Refinaria de Mataripe S.A. Adicionalmente mais quatro subsidiárias estão em processo de constituição. Essa é uma etapa preparatória para os processos de desinvestimento em refino e seus respectivos ativos logísticos e observa as obrigações estabelecidas no Termo de Compromisso de Cessão (TCC), celebrado em 11 de junho de 2019 com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

32.4. Fluxos de caixa advindos de venda de participação com perda de controle

As vendas de participação societária que resultaram em perda de controle e os fluxos de caixa advindos dessas transações estão apresentados a seguir:

	Valor recebido	Caixa e equivalentes de caixa de controladas com perda de controle	Fluxo de caixa líquido
2020			
Petrobras Oil & Gas B.V.(PO&GBV) (*)	1.144	-	1.144
Liquigas	4.035	(51)	3.984
Total	5.179	(51)	5.128
2019			
Petrobras Paraguay	1.474	(303)	1.171
Total	1.474	(303)	1.171

(*) Valor de US\$ 276 recebidos na data do fechamento da operação.

Prática contábil

São classificados como mantidos para venda quando seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio da venda.

Para a companhia, a condição para a classificação como mantido para venda somente é alcançada quando a alienação é aprovada pela Administração, o ativo estiver disponível para venda imediata em suas condições atuais e existir a expectativa de que a venda ocorra em até 12 meses após a classificação como disponível para venda. Contudo, nos casos em que comprovadamente o não cumprimento do prazo de até 12 meses for causado por acontecimentos ou circunstâncias fora do controle da companhia e se ainda houver evidências suficientes da alienação, a classificação pode ser mantida.

Ativos mantidos para venda e passivos associados são mensurados pelo menor valor entre o contábil e o valor justo líquido das despesas de venda e são apresentados de forma segregada no balanço patrimonial.

Quando uma transação refletir a venda de um componente da companhia que represente uma importante linha separada de negócios, a referida transação é considerada uma operação descontinuada, sendo seus resultados e fluxos de caixa apresentados de forma segregada a partir da classificação dos respectivos ativos e passivos como mantidos para venda.

33. Informações por Segmento – Ativo

As informações segmentadas refletem a estrutura de avaliação da alta administração em relação ao desempenho e à alocação de recursos aos negócios.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Ativo Consolidado por Segmento de Negócio - 31.12.2020

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Circulante	27.713	42.455	10.264	79.700	(17.809)	142.323
Não circulante	597.341	124.092	43.241	80.413	9	845.096
Realizável a longo prazo	24.657	13.196	5.070	62.042	9	104.974
Investimentos	2.026	2.081	3.152	9.751	-	17.010
Imobilizado	494.838	108.308	34.373	7.915	-	645.434
Em operação	441.285	95.122	22.345	6.427	-	565.179
Em construção	53.553	13.186	12.028	1.488	-	80.255
Intangível	75.820	507	646	705	-	77.678
Ativo	625.054	166.547	53.505	160.113	(17.800)	987.419

Ativo Consolidado por Segmento de Negócio - 31.12.2019

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Circulante	23.114	49.467	7.789	51.186	(19.455)	112.101
Não circulante	598.746	125.951	43.451	45.911	(149)	813.910
Realizável a longo prazo	26.022	13.296	5.517	26.471	-	71.306
Investimentos	2.387	4.472	4.299	11.008	-	22.166
Imobilizado	493.746	107.659	32.975	7.718	(149)	641.949
Em operação	428.589	95.245	22.593	7.191	(149)	553.469
Em construção	65.157	12.414	10.382	527	-	88.480
Intangível	76.591	524	660	714	-	78.489
Ativo	621.860	175.418	51.240	97.097	(19.604)	926.011

As práticas contábeis para as informações por segmento estão descritas na nota explicativa 13 - Informações por Segmento Resultado.

34. Financiamentos

34.1. Saldo por tipo de financiamento

	31.12.2020	Consolidado 31.12.2019	31.12.2020	Controladora 31.12.2019
Mercado Bancário	26.069	21.452	25.981	20.428
Mercado de Capitais	13.053	13.980	12.145	12.694
Bancos de fomento	6.836	7.766	1.142	1.940
Partes relacionadas	-	-	10.580	61.142
Outros	51	53	-	-
Total no país	46.009	43.251	49.848	96.204
Mercado Bancário	70.576	66.727	25.908	22.080
Mercado de Capitais	143.557	130.899	-	-
Bancos de fomento	1.047	163	1.047	163
Agência de Crédito à Exportação	17.793	13.033	-	-
Partes relacionadas	-	-	357.471	244.391
Outros	1.056	909	-	-
Total no exterior	234.029	211.731	384.426	266.634
Total de financiamentos	280.038	254.982	434.274	362.838
Circulante	21.751	18.013	76.783	150.931
Não circulante	258.287	236.969	357.491	211.907

O valor classificado no passivo circulante é composto por:

	31.12.2020	Consolidado 31.12.2019	31.12.2020	Controladora 31.12.2019
Financiamentos de curto prazo	5.926	8.077	15.207	92.300
Parcela de financiamentos de longo prazo	12.382	6.364	61.280	58.032
Juros provisionados de parcelas de financiamentos de curto e longo prazo	3.443	3.572	296	599
Circulante	21.751	18.013	76.783	150.931

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Em 31 de dezembro de 2020 não ocorreram inadimplimentos (*default*), quebra de *covenants* (*breaches*) ou alterações adversas em cláusulas que resultassem na alteração dos termos de pagamentos dos contratos de empréstimos e financiamentos. Não houve alteração nas garantias requeridas em relação a 31 de dezembro de 2019.

34.2. Movimentação e reconciliação com os fluxos de caixa das atividades de financiamento

	Saldo final em 31.12.2018	Captações	Amortizações de Principal (*)	Amortizações de Juros (*)	Encargos incorridos no exercício (**)	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	(Ganhos)/perdas por modificação no fluxo	Transferência para Passivos associados a Ativos Mantidos para Venda	Saldo final em 31.12.2019
País	62.971	8.565	(21.665)	(2.925)	3.246	439	-	-	(7.380)	43.251
Exterior	263.190	20.894	(82.197)	(15.138)	15.261	2.129	7.474	118	-	211.731
Total	326.161	29.459	(103.862)	(18.063)	18.507	2.568	7.474	118	(7.380)	254.982

	Saldo final em 31.12.2019	Captações	Amortizações de Principal (*)	Amortizações de Juros (*)	Encargos incorridos no exercício (**)	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	(Ganhos)/perdas por modificação no fluxo	Transferência para Passivos associados a Ativos Mantidos para Venda	Saldo final em 31.12.2020
País	43.251	7.294	(5.543)	(1.720)	2.034	693	-	-	-	46.009
Exterior	211.731	78.229	(122.397)	(14.958)	16.427	7.830	57.593	(398)	(28)	234.029
Total	254.982	85.523	(127.940)	(16.678)	18.461	8.523	57.593	(398)	(28)	280.038
Reestruturação de dívida		-	(6.139)	-						
Depósitos vinculados		-	-	850						
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		85.523	(134.079)	(15.828)						

(*) Inclui pré-pagamentos.

(**) Inclui apropriações de ágio, deságio e custos de transações associados.

Em 2020, os empréstimos e financiamentos se destinaram, principalmente, à liquidação de dívidas antigas e ao gerenciamento de passivos, visando a melhoria no perfil da dívida e maior adequação aos prazos de maturação de investimentos de longo prazo, e à reserva de caixa para a manutenção da liquidez da companhia.

Neste mesmo exercício de 2020, a companhia captou R\$ 85.523, destacando-se: (i) captações no mercado bancário nacional e internacional, no valor de R\$ 15.885; (ii) saque de R\$ 38.628 em linhas compromissadas (*Revolving Credit Facilities*) junto a bancos nacionais e internacionais; e (iii) captação através da oferta de títulos no mercado de capitais internacional (Global Notes) no valor de R\$ 22.815, sendo R\$ 13.920 com emissão, e posterior reabertura de novo título com vencimento em 2031, e R\$ 8.895 com emissão de novo título com vencimento em 2050.

A companhia liquidou diversos empréstimos e financiamentos, no valor de R\$ 149.907, destacando-se: (i) o pré-pagamento de R\$ 19.517 de empréstimos no mercado bancário nacional e internacional; (ii) a recompra e resgate de R\$ 50.443 de títulos no mercado de capitais internacional, com o pagamento de prêmio líquido aos detentores dos títulos que entregaram seus papéis nas operações no valor de R\$ 6.127; e (iii) pré-pagamento total das linhas de crédito compromissadas (*Revolving Credit Lines*) no exterior, no montante de R\$ 40.748 (US\$ 7,6 bilhões).

Adicionalmente, a companhia realizou operações de trocas de dívidas que não envolveram liquidações financeiras no mercado bancário internacional, no valor total de R\$ 10.719.

34.3. Informações resumidas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante)

Vencimento em	2021	2022	2023	2024	2025	2026 em diante	Total (**)	Consolidado Valor justo
Financiamentos em Dólares (US\$)(*):	17.087	11.083	19.711	22.822	27.492	121.026	219.221	252.249
Indexados a taxas flutuantes	11.014	11.083	14.890	18.699	22.378	11.180	89.244	
Indexados a taxas fixas	6.073	-	4.821	4.123	5.114	109.846	129.977	
Taxa média dos Financiamentos	4,8%	4,9%	4,8%	5,1%	5,3%	6,6%	6,1%	
Financiamentos em Reais (R\$):	4.121	5.972	9.080	8.078	2.114	12.948	42.313	45.415
Indexados a taxas flutuantes	2.602	4.835	8.270	6.218	1.672	4.503	28.100	
Indexados a taxas fixas	1.519	1.137	810	1.860	442	8.445	14.213	
Taxa média dos Financiamentos	3,0%	3,8%	4,8%	4,5%	4,2%	4,3%	4,1%	
Financiamentos em Euro (€):	299	-	1.829	77	2.767	3.831	8.803	10.359
Indexados a taxas fixas	299	-	1.829	77	2.767	3.831	8.803	
Taxa média dos Financiamentos	4,6%	-	4,6%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	
Financiamentos em Libras (£):	244	-	-	-	-	9.457	9.701	11.666
Indexados a taxas fixas	244	-	-	-	-	9.457	9.701	
Taxa média dos Financiamentos	6,2%	-	-	-	-	6,4%	6,3%	
Total em 31 de dezembro de 2020	21.751	17.055	30.620	30.977	32.373	147.262	280.038	319.689
Taxa média dos financiamentos	4,6%	4,8%	4,8%	5,1%	5,2%	6,4%	5,9%	
Total em 31 de dezembro de 2019	18.013	16.002	18.904	32.392	34.410	135.261	254.982	305.044
Taxa média dos financiamentos	5,1%	5,2%	5,3%	5,3%	5,3%	6,3%	5,9%	

(*) Inclui financiamentos em moeda nacional parametrizada à variação do dólar.

(**) Em 31 de dezembro de 2020, o prazo médio de vencimento dos financiamentos é de 11,71 anos (10,80 anos em 31 de dezembro de 2019).

Em 31 de dezembro de 2020, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

- Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de R\$ 172.717 (R\$ 152.397, em 31 de dezembro de 2019); e
- Nível 2 - método de fluxo de caixa descontado pelas taxas *spot* interpoladas dos indexadores (ou *proxies*) dos respectivos financiamentos, observadas às moedas atreladas, e pelo risco de crédito da Petrobras, no valor de R\$ 146.972 (R\$ 152.647, em 31 de dezembro de 2019).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 38.3.

O fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	2021	2022	2023	2024	2025	2026 em diante	31.12.2020	Consolidado 31.12.2019
Principal	18.301	17.642	30.176	32.374	32.986	155.024	286.503	263.147
Juros	12.658	12.191	11.369	10.587	9.496	146.124	202.425	176.783
Total (*)	30.959	29.833	41.545	42.961	42.482	301.148	488.928	439.930

(*) O fluxo nominal dos arrendamentos encontra-se na nota explicativa 35.

34.4. Linhas de Crédito

						Valor
Empresa	Instituição financeira	Data da abertura	Prazo	Contratado	Utilizado	Saldo
No exterior (Valores em US\$ milhões)						
PGT BV	Sindicato de Bancos	07/03/2018	07/02/2023	4.350	-	4.350
PGT BV	Sindicato de Bancos	27/03/2019	27/02/2024	3.250	-	3.250
PGT BV	BNP Paribas	22/12/2016	09/01/2021	350	336	14
PGT BV	The Export - Import Bank of China	23/12/2019	27/12/2021	750	714	36
Total				8.700	1.050	7.650
No país						
Petrobras	Banco do Brasil	23/03/2018	26/01/2023	2.000	-	2.000
Petrobras	Bradesco	01/06/2018	31/05/2023	2.000	2.000	-
Petrobras	Banco do Brasil	04/10/2018	05/09/2025	2.000	-	2.000
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	329	-	329
Total				6.329	2.000	4.329

Em linha com a estratégia de gerenciamento de passivos da companhia, foram contratadas linhas de crédito compromissadas que são fontes adicionais de liquidez que permitirão maior eficiência na gestão do caixa da companhia.

Em março de 2020, a Petrobras sacou linhas de crédito compromissadas (*Revolving Credit Lines*), no montante de US\$ 7,6 bilhões e R\$ 2,0 bilhões, para reforçar sua liquidez e se resguardar dentro do contexto da crise da COVID-19 e do choque de preços do petróleo.

No terceiro trimestre de 2020, a Petrobras realizou o pré-pagamento total de suas linhas de crédito compromissadas no exterior (*Revolving Credit Lines*), no montante de US\$ 7,6 bilhões. Esses recursos ficam disponíveis para novos saques, em caso de necessidade.

34.5. Covenants e Garantias

34.5.1. Covenants

Em 31 de dezembro de 2020, a companhia possui obrigações atendidas relacionadas aos contratos de dívida (*covenants*), com destaque para: (i) apresentação das demonstrações financeiras no prazo de 90 dias para os períodos intermediários, sem revisão dos auditores independentes, e de 120 dias para o encerramento do exercício, com prazos de cura que ampliam esses períodos em 30 e 60 dias, dependendo do contrato; (ii) cláusula de *Negative Pledge/Permitted Liens*, onde a Petrobras e suas subsidiárias materiais se comprometem a não criar gravames sobre seus ativos para garantia de dívidas além dos permitidos; (iii) cláusulas de cumprimento às leis, regras e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios incluindo (mas não limitado) às leis ambientais; (iv) cláusulas em contratos de financiamento que exigem que tanto o tomador quanto o garantidor conduzam seus negócios em cumprimento às leis anticorrupção e às leis antilavagem de dinheiro e que instituem e mantenham políticas necessárias a tal cumprimento; (v) cláusulas em contratos de financiamento que restringem relações com entidades ou mesmo países sancionados principalmente pelos Estados Unidos (incluindo, mas não limitado ao Office of Foreign Assets Control -OFAC) Departamento de Estado e Departamento de Comércio, pela União Europeia e pelas Nações Unidas; e (vi) cláusulas relacionadas ao nível de endividamento em determinados contratos de dívidas com o BNDES.

34.5.2. Garantias

As instituições financeiras normalmente não requerem garantias para empréstimos e financiamentos concedidos à Controladora. Entretanto, existem financiamentos concedidos por instrumentos específicos, que contam com garantias reais. Adicionalmente, há um contrato de financiamento obtido junto ao China Development Bank (CDB) que também possui garantia real, conforme nota explicativa 39.6.

Os empréstimos obtidos por entidades estruturadas estão garantidos pelos próprios projetos, bem como por penhor de direitos creditórios.

Os financiamentos junto ao mercado de capitais, que correspondem a títulos emitidos pela companhia, não possuem garantias reais.

Prática contábil

Os financiamentos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo menos os custos de transação diretamente atribuíveis, e subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos. Quando os seus termos contratuais são modificados e tal modificação não for substancial, seus saldos contábeis refletirão o valor presente dos seus fluxos de caixa sob os novos termos, utilizando a taxa de juros efetiva original. A diferença entre o saldo contábil do instrumento remensurado quando da modificação não substancial dos seus termos e seu saldo contábil imediatamente anterior a tal modificação é reconhecida como ganho ou perda no resultado do período. Quando tal modificação for substancial, o financiamento original é extinto e reconhecido um novo passivo financeiro, com impacto no resultado do período.

35. Arrendamentos

Os arrendamentos incluem, principalmente, unidades de produção de petróleo e gás natural, sondas de perfuração e outros equipamentos de exploração e produção, navios, embarcações de apoio, helicópteros, terrenos e edificações. A movimentação dos contratos de arrendamento reconhecidos como passivos está demonstrada a seguir:

	Consolidado							
	Saldo final em 31.12.2019	Remensuração /Novos contratos	Pagamentos de Principal e juros	Encargos incorridos no exercício	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	Transferên- cias	Saldo final em 31.12.2020
País	22.183	3.360	(8.044)	1.508	3.662	-	(113)	22.556
Exterior	73.996	11.211	(21.880)	5.305	11.451	9.901	(30)	89.954
Total	96.179	14.571	(29.924)	6.813	15.113	9.901	(143)	112.510
Amortizações de arrendamento em passivos classificados como mantidos para venda			(351)					
Fluxo de caixa			(30.275)					

Em 31 de dezembro de 2020, o valor do passivo de arrendamento da Petrobras Controladora é de R\$ 121.288 (R\$ 188.204 em 31 de dezembro de 2019), incluindo arrendamentos e subarrendamentos com empresas investidas, principalmente embarcações com PNBV e Transpetro. A redução ocorrida no decorrer do exercício de 2020 deve-se basicamente ao encerramento de contratos, decorrente da nacionalização de plataformas do grupo PNBV, que passaram a compor o imobilizado da Controladora.

Em 31 de dezembro de 2020, o fluxo nominal (não descontado) sem considerar a inflação futura projetada nos fluxos dos contratos de arrendamento, por vencimento, é apresentado a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026 em diante	Total	Consolidado Impostos a recuperar
Fluxo de Pagamentos Futuro Nominal								
Contratos sem cláusulas de reajuste								
Embarcações	14.883	11.361	6.097	3.602	1.833	6.036	43.812	1.286
Outros	709	433	232	45	3	-	1.422	83
Contratos com cláusulas de reajuste - exterior (*)								
Plataformas	7.811	6.729	6.591	6.363	6.192	49.729	83.415	-
Embarcações	3.772	2.005	604	605	604	1.314	8.904	-
Contratos com cláusulas de reajuste - país								
Embarcações	1.751	1.055	780	572	389	277	4.824	432
Imóveis	525	452	469	439	439	4.866	7.190	71
Outros	464	365	281	71	21	54	1.256	79
Valor nominal em 31 de dezembro de 2020	29.915	22.400	15.054	11.697	9.481	62.276	150.823	1.951
Valor nominal em 31 de dezembro de 2019	23.785	20.086	14.155	10.628	8.723	52.631	130.008	1.873

(*) Contratos firmados na moeda norte-americana - US\$.

A seguir é apresentado as principais informações por família de contratos de arrendamento, onde plataformas e embarcações representam aproximadamente 95% do passivo de arrendamento.

	Taxa Desconto(% a.a.)	Prazo Médio (anos)	Impostos a Recuperar	31.12.2020	31.12.2019
Fluxo de Pagamentos Futuro a Valor Presente					
Contratos sem cláusulas de reajuste					
Embarcações	3,9933	5,3	1.187	38.776	29.019
Outros	2,5681	2,3	76	1.365	1.289
Contratos com cláusulas de reajuste - exterior (*)					
Plataformas	6,1264	13,4	0	55.849	52.161
Embarcações	4,6173	4,1	0	7.952	4.233
Contratos com cláusulas de reajuste - país					
Embarcações	6,728	3,9	369	4.127	4.622
Imóveis	8,4268	20,8	55	3.341	3.462
Outros	6,431	3,3	69	1.100	1.393
TOTAL	5,5398	10,4	1.756	112.510	96.179

(*) Taxa incremental nominal sobre empréstimos da companhia, calculado a partir da curva de yield dos bonds e risco de crédito da empresa, assim como prazo ajustado pela duration do respectivo fluxo de pagamento e garantias dos contratos de arrendamento.

Em determinados contratos, durante o prazo do arrendamento, há pagamentos que variam devido a alterações em fatos ou circunstâncias ocorridas após a sua data de início, além da passagem do tempo. Tais pagamentos não são incluídos na mensuração das obrigações de arrendamento. No exercício de 2020, esses valores foram de R\$ 4.033 e representaram 13% em relação aos pagamentos fixos (R\$ 2.611 e 13% em relação aos pagamentos fixos, no exercício findo em 31 de dezembro de 2019).

No exercício de 2020, a companhia reconheceu gastos com arrendamento no montante de R\$ 583 (R\$ 2.929 no exercício findo em 31 de dezembro de 2019), referentes a contratos de prazo inferior a um ano.

Em 31 de dezembro de 2020, os saldos de contratos de arrendamento que ainda não tinham sido iniciados, em função dos ativos relacionados estarem em construção ou não terem sido disponibilizados para uso, representam o montante de R\$ 350.299 (R\$ 200.788 em 31 de dezembro de 2019). O aumento ocorrido no decorrer do exercício de 2020 deve-se basicamente a compromissos de afretamento de seis unidades flutuantes de produção.

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 38.3.

Prática contábil

Os passivos de arrendamento, incluindo aqueles cujos ativos subjacentes são de baixo valor, são mensurados pelo valor presente dos pagamentos dos arrendamentos sem refletir a inflação futura projetada, que levam em consideração impostos a recuperar, bem como prazos não canceláveis e opções de extensão quando forem razoavelmente certas. Esses pagamentos são descontados pela taxa incremental nominal sobre empréstimos da companhia, visto que as taxas de juros implícitas nos contratos de arrendamento com terceiros normalmente não podem ser prontamente determinadas.

Remensurações no passivo de arrendamento refletem alterações oriundas de índices ou taxas contratuais, bem como nos prazos dos arrendamentos devido a novas expectativas de prorrogações ou rescisões do arrendamento.

Os juros incorridos atualizam o passivo de arrendamento e são classificados como despesas financeiras, enquanto os pagamentos reduzem o seu valor contábil. De acordo com a gestão de risco cambial da companhia, as variações cambiais oriundas do saldo de passivos de arrendamento denominados em dólares norte-americanos são designadas como instrumentos de proteção de relações de hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras altamente prováveis (vide nota explicativa 38.3).

No segmento de E&P, algumas atividades são conduzidas por operações em conjunto onde a companhia é a operadora. Nos casos em que todas as partes da operação conjunta são primariamente responsáveis pelos pagamentos do arrendamento, a companhia reconhece o passivo de arrendamento na proporção de sua participação. Adicionalmente, ativos subjacentes oriundos de um contrato de arrendamento específico da companhia podem ser utilizados numa operação em conjunto. Nesses casos, os passivos de arrendamento permanecem reconhecidos integralmente e a cobrança aos parceiros é realizada na proporção de suas participações.

Os pagamentos associados a arrendamentos de curto prazo (prazo de 12 meses ou menos) são reconhecidos como despesa ao longo do prazo do contrato.

36. Patrimônio líquido**36.1. Capital social realizado**

Em 31 de dezembro de 2020 e 2019, o capital subscrito e integralizado no valor de R\$ 205.432 está representado por 13.044.496.930 ações sendo R\$ 117.208 referentes a 7.442.454.142 ações ordinárias e R\$ 88.224 referentes a 5.602.042.788 ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal. As ações preferenciais têm prioridade no caso de reembolso do capital, não asseguram direito de voto e não são conversíveis em ações ordinárias.

Prática contábil

Os gastos incrementais diretamente atribuíveis à emissão de ações são apresentados como dedução do patrimônio líquido, como transações de capital, líquido de efeitos tributários.

36.2. Reserva de capital

Ações escriturais de titularidade da Petrobras no valor de R\$ 7, reconhecidas contra ações em tesouraria.

36.3. Transações de capital**36.3.1. Gastos com emissão de ações**

Custos de transação incorridos na captação de recursos por meio da emissão de ações, líquidos de impostos.

36.3.2. Mudança de participação em controladas

Diferenças entre o valor pago e o montante contábil decorrentes das variações de participações em controladas que não resultem em perda de controle, considerando que se referem a transações de capital, ou seja, transações com os acionistas, na qualidade de proprietários.

36.3.3. Ações em tesouraria

Ações de titularidade da Petrobras que estão mantidas em tesouraria no montante de R\$ 7, representadas por 222.760 ações ordinárias e 72.909 ações preferenciais.

36.4. Reservas de lucros

36.4.1. Reserva legal

Constituída mediante a apropriação de 5% do lucro líquido do exercício, em conformidade com o artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações.

36.4.2. Reserva estatutária

Constituída mediante a apropriação do lucro líquido de cada exercício de um montante equivalente a 0,5% do capital social integralizado no fim do exercício e destina-se ao custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo desta reserva não pode exceder a 5% do capital social integralizado, de acordo com o artigo 56 do Estatuto Social da companhia.

36.4.3. Reserva de incentivos fiscais

Constituída mediante destinação de parcela do resultado do exercício equivalente aos incentivos fiscais, decorrentes de doações ou subvenções governamentais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei das Sociedades por Ações. Essa reserva somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízos ou aumento de capital.

Prática contábil

Reconhecidas quando houver razoável certeza de que o benefício será recebido e que todas as condições estabelecidas e relacionadas à subvenção serão cumpridas pela companhia.

36.4.4. Reserva de retenção de lucros

É destinada à aplicação em investimentos previstos em orçamento de capital, principalmente nas atividades de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás, em conformidade com o artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações.

36.5. Dividendos

Os acionistas terão direito, em cada exercício, aos dividendos, que não poderão ser inferiores a 25% do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações, rateados pelas ações em que se dividir o capital da companhia.

As ações preferenciais têm prioridade no recebimento dos dividendos, no mínimo, de 5% (cinco por cento) calculado sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações, ou de 3% (três por cento) do valor do patrimônio líquido da ação, prevalecendo sempre o maior, participando, em igualdade com as ações ordinárias, nos aumentos do capital social decorrentes de incorporação de reservas e lucros. Essa prioridade no recebimento dos dividendos não garante, por si só, o pagamento de dividendos nos exercícios sociais em que a companhia não auferir lucro.

O pagamento de dividendos poderá ser realizado apenas aos detentores de ações preferenciais, caso os dividendos prioritários absorvam todo o lucro líquido ajustado do exercício ou alcancem valor igual ou superior ao dividendo mínimo obrigatório de 25%.

A Política de Remuneração aos Acionistas define que caso o endividamento bruto consolidado seja: (i) inferior a US\$ 60 bilhões, a companhia poderá distribuir aos seus acionistas 60% da diferença entre o fluxo de caixa operacional e aquisição de imobilizados e intangíveis, exceto os pagamentos na participação das rodadas de licitação para exploração e produção de petróleo e gás natural; (ii) superior a US\$ 60 bilhões, a companhia poderá distribuir aos seus acionistas os dividendos mínimos obrigatórios previstos na lei e no seu estatuto social.

Adicionalmente, em 27 de outubro de 2020, a companhia aprovou a revisão da Política de Remuneração aos Acionistas com o objetivo de possibilitar que a Administração proponha o pagamento de dividendos compatíveis com a geração de caixa da companhia, mesmo em exercícios em que não for apurado lucro líquido.

Prática contábil

A remuneração aos acionistas se dá sob a forma de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio (JCP) com base nos limites definidos em lei e no estatuto social da companhia.

O JCP é imputado ao dividendo do exercício, na forma prevista no estatuto social, contabilizados no resultado, conforme requerido pela legislação fiscal, e revertido contra lucros acumulados no patrimônio líquido de maneira similar ao dividendo, resultando em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social reconhecido no resultado do exercício.

A parcela dos dividendos prevista no estatuto ou que represente o dividendo mínimo obrigatório é reconhecida como passivo nas demonstrações financeiras. Qualquer excesso deve ser mantido no patrimônio líquido, na conta dividendo adicional proposto, até a deliberação definitiva a ser tomada pelos acionistas na AGO.

36.5.1. Dividendos propostos

A proposta de dividendos registrada nas demonstrações financeiras da companhia, sujeita à aprovação na AGO, é assim demonstrada:

	2020	2019
Lucro líquido do exercício (Controladora) atribuível aos acionistas da Petrobras	7.108	40.137
Apropriação:		
Reserva legal	(356)	(2.007)
Reserva de incentivos fiscais	-	(738)
Outras reversões/adições:	(14)	10
Lucro líquido ajustado (*)	6.738	37.402
Dividendos mínimos obrigatórios:		
Dividendos relativos ao exercício de 2019	-	10.682
Dividendos relativos ao exercício de 2020 (prioridade dos preferencialistas)	4.411	-
Dividendos adicionais às ações ordinárias:		
Dividendos adicionais da parcela remanescente do lucro líquido	1.300	-
Dividendos adicionais da reserva de retenção de lucros (**)	4.561	-
Total dos dividendos propostos	10.272	10.682
Ações preferenciais (PN) - R\$ 0,787446 por ação em 2020 (R\$ 0,9255 por ação em 2019)	4.411	5.185
Ações ordinárias (ON) - R\$ 0,787446 por ação em 2020 (R\$ 0,7387 por ação em 2019)	5.861	5.497

(*) Além das destinações do lucro líquido do exercício informadas acima, após a constituição dos dividendos mínimos obrigatórios, houve constituição de reserva estatutária no valor de R\$ 1.027 em 2020 (R\$ 1.027 em 2019). Em 2019, houve constituição de reserva de retenção de lucros de R\$ 25.693.

(**) Saldo da reserva de retenção de lucros de R\$ 95.333 em 2019.

A proposta de remuneração aos acionistas a ser encaminhada pela Administração à aprovação da AGO de 2021, no montante de R\$ 10.272, contempla o dividendo obrigatório equivalente a prioridade dos acionistas preferencialistas no valor de R\$ 4.411, cujo critério que prevaleceu foi de 5% sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações, e os dividendos adicionais de R\$ 5.861 aos acionistas ordinaristas, oriundos da parcela remanescente do lucro líquido do exercício e da reserva de retenção de lucros, considerando que o pagamento é compatível com a geração de caixa no exercício e a sustentabilidade financeira da companhia é preservada.

Estes dividendos adicionais propostos no valor de R\$ 5.861 estão destacados numa conta do patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2020 até que a proposta seja aprovada na AGO de 2021, quando serão reconhecidos como passivo.

Em 2019, a proposta de remuneração encaminhada pela Administração e aprovada pela AGO de 2020, foi de R\$ 10.682 (R\$ 0,9255 por ação preferencial e R\$ 0,7387 por ação ordinária), contemplando o dividendo mínimo obrigatório no percentual de 25% do lucro líquido ajustado e imposto de renda na fonte (IRRF) de 15% sobre o total dos dividendos antecipados na forma de juros sobre capital próprio (JCP).

36.5.2. Dividendos a pagar

Em 31 de dezembro de 2020, a remuneração aos acionistas da controladora no passivo circulante é de R\$ 4.411 (R\$ 0,787446 por ação preferencial), representando o dividendo mínimo obrigatório. Em adição aos dividendos da controladora, existem dividendos de acionistas não controladores da Gaspetro (R\$ 25) e de outras controladas (R\$ 21), totalizando R\$ 4.457 de dividendos a pagar no consolidado.

A remuneração aos acionistas será disponibilizada na data que vier a ser fixada em AGO, sendo atualizada monetariamente, pela variação da taxa SELIC, a partir de 31 de dezembro de 2020 até a data de início do pagamento.

36.6. Resultado por ação

	Consolidado e Controladora	
	2020 Jan-Dez	2019 Jan-Dez
Numerador básico e diluído - Lucro (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras atribuído igualmente entre as classes de ações		
Lucro (prejuízo) das operações continuadas		
Ordinárias	4.055	17.271
Preferenciais	3.053	13.001
	7.108	30.272
Lucro (prejuízo) das operações descontinuadas		
Ordinárias	-	5.628
Preferenciais	-	4.237
	-	9.865
Lucro (prejuízo) líquido do exercício		
Ordinárias	4.055	22.899
Preferenciais	3.053	17.238
	7.108	40.137
Denominador básico e diluído - Média ponderada da quantidade de ações em circulação (nº de ações)		
Ordinárias	7.442.231.382	7.442.231.382
Preferenciais	5.601.969.879	5.601.969.879
	13.044.201.261	13.044.201.261
Lucro (prejuízo) básico e diluído por ação das operações continuadas (R\$ por ação)		
Ordinárias	0,54	2,32
Preferenciais	0,54	2,32
Lucro (prejuízo) básico e diluído por ação das operações descontinuadas (R\$ por ação)		
Ordinárias	-	0,76
Preferenciais	-	0,76
Lucro (prejuízo) básico e diluído por ação (R\$ por ação)		
Ordinárias	0,54	3,08
Preferenciais	0,54	3,08

O resultado por ação básico é calculado dividindo-se o lucro ou (prejuízo) do exercício atribuído aos acionistas da companhia pela média ponderada da quantidade de ações em circulação.

O resultado por ação diluído é calculado ajustando-se o lucro ou (prejuízo) e a média ponderada da quantidade de ações levando-se em conta a conversão de todas as ações potenciais com efeito de diluição (instrumentos patrimoniais ou contratos capazes de resultar na emissão de ações).

Os resultados apurados, básico e diluído, apresentam o mesmo valor por ação em virtude da Petrobras não possuir ações potenciais.

37. Valor justo dos ativos e passivos financeiros

	Valor justo medido com base em			
	Total do valor			justo
	Nível I	Nível II	Nível III	contabilizado
Ativos				
Títulos e valores mobiliários	3.388	-	-	3.388
Derivativos de moeda estrangeira	-	348	-	348
Derivativos de juros	-	243	-	243
Saldo em 31 de dezembro de 2020	3.388	591	-	3.979
Saldo em 31 de dezembro de 2019	3.556	235	-	3.791
Passivos				
Derivativos de moeda estrangeira		(1.402)	-	(1.402)
Derivativos de commodities	(51)	-	-	(51)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	(51)	(1.402)	-	(1.453)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	(112)	(445)	-	(557)

O valor justo estimado para os financiamentos da companhia, calculado a taxas de mercado vigentes, é apresentado na nota explicativa 34.

Em contas a receber, determinados recebíveis são classificados na categoria valor justo por meio do resultado, conforme nota explicativa 14.

Os valores justos de caixa e equivalentes de caixa, a dívida de curto prazo e outros ativos e passivos financeiros são equivalentes ou não diferem significativamente de seus valores contábeis.

38. Gerenciamento de riscos

A Petrobras está exposta a uma série de riscos decorrentes de suas operações, tais como o risco relacionado aos preços de petróleo e derivados, às taxas cambiais e de juros, risco de crédito e de liquidez. A gestão de riscos corporativos insere-se no compromisso da companhia de atuar de forma ética e em conformidade com os requisitos legais e regulatórios estabelecidos nos países onde atua.

Para a gestão de riscos de mercado/financeiro são adotadas ações preferencialmente estruturais, criadas em decorrência de uma gestão adequada do capital e do endividamento da empresa. Os riscos são administrados considerando governança e controles estabelecidos, unidades especializadas e acompanhamento em comitês estatutários sob orientação da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração. Na companhia, os riscos devem ser considerados em todas as decisões e a sua gestão deve ser realizada de maneira integrada, aproveitando os benefícios da diversificação.

38.1. Instrumentos financeiros derivativos

As tabelas a seguir apresentam um resumo das posições mantidas pela companhia em 31 de dezembro de 2020, reconhecidas como outros ativos e passivos circulantes, além dos valores reconhecidos no resultado, outros resultados abrangentes do exercício e garantias dadas como colaterais por natureza das operações:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Posição patrimonial consolidada				Vencimento
	Valor Justo		Posição Ativa (Passiva)		
	31.12.2020	Valor nocional 31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	
Derivativos não designados como <i>Hedge</i>					
Contratos Futuros ^(*)	(240)	(10.383)	(51)	(112)	
Compra/Petróleo e Derivados	3.927	9.865	-	-	2021
Venda/Petróleo e Derivados	(4.167)	(20.248)	-	-	2021
Contratos a Termo					
Compra/Câmbio (BRL/USD) ^(***)	-	US\$ 273	-	(1)	-
Compra/Câmbio (EUR/USD) ^(**)	-	EUR 2.245	-	(183)	-
Compra/Câmbio (GBP/USD) ^(**)	GBP 354	GBP 388	121	40	2021
Venda/Câmbio (GBP/USD) ^(**)	-	GBP 224	-	(58)	-
SWAP					
Câmbio - <i>cross currency swap</i> ^(**)	GBP 615	GBP 700	227	126	2026
Câmbio - <i>cross currency swap</i> ^(**)	GBP 600	GBP 600	(134)	(203)	2034
<i>Swap</i> - IPCA	3.008	3.008	243	24	2029/2034
Câmbio - <i>cross currency swap</i> ^(**)	US\$ 729	US\$ 729	(1.268)	45	2024/2029
Total reconhecido no Balanço Patrimonial			(862)	(322)	

^(*) Valor nocional em mil bbl

^(**) Valores em US\$ (dólares), GBP (libras) e EUR (euros) representam milhões das respectivas moedas.

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no resultado do exercício	
	2020	2019
Derivativos de commodities		
Óleo - 38.2 (a) (b)	(2.847)	(831)
Gasolina - 38.2 (b)	-	44
Diesel - 38.2 (b)	-	(48)
Demais operações - 38.2 (c)	873	(592)
Reconhecido em Outras despesas operacionais	(1.974)	(1.427)
Derivativos de moeda		
Swap Libra Esterlina x Dólar - 38.3 (b)	278	(54)
NDF - Euro x Dólar - 38.3 (b)	(48)	(589)
NDF - Libra x Dólar - 38.3 (b)	116	(33)
Swap CDI x Dólar - 38.3 (b)	(1.301)	45
Outros	(6)	20
	(961)	(611)
Derivativos de juros		
Swap - CDI X IPCA	196	24
	196	24
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações ^(*)	(24.308)	(12.397)
Reconhecido em Resultado Financeiro	(25.073)	(12.984)
Total	(27.047)	(14.411)

^(*) Conforme nota explicativa 38.3.

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) em outros resultados abrangentes no exercício	
	2020	2019
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações ^(*)	(75.159)	(1.072)

^(*) Conforme nota explicativa 38.3.

	Garantias dadas (recebidas) como colaterais	
	31.12.2020	31.12.2019
Derivativos de commodities	69	244
Derivativos de moeda	403	637
	472	881

A análise de sensibilidade do valor dos instrumentos financeiros derivativos com relação aos diferentes tipos de risco de mercado em 31 de dezembro de 2020 é apresentada a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

				Consolidado
			Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Operações	Risco	Cenário Provável (*)		
Derivativos não designados como Hedge				
Contratos Futuros e a Termo (Swap)	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	-	(142)	(285)
		-	(142)	(285)

* Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Preços de Petróleo e Derivados: valor justo em 31.dez.2020 / Real x Dólar - valorização do real em 0,9%. Fonte: Focus

38.2. Gerenciamento de risco de preços de petróleo e derivados

A Petrobras tem preferência pela exposição ao ciclo de preços à realização sistemática de proteção das operações de compra ou venda de mercadorias, cujo objetivo seja atender suas necessidades operacionais, com utilização de instrumentos financeiros derivativos. Entretanto, condicionada à análise do ambiente de negócios e das perspectivas de realização do Plano Estratégico, a execução de estratégia de proteção ocasional com derivativos pode ser aplicável.

a) Óleo

Em março de 2020, com o objetivo de preservar a liquidez da Companhia, a Petrobras aprovou estratégia de proteção para operações sistêmicas de petróleo a fim de proteger os fluxos de receita oriundos dessas transações contra incertezas nos preços das exportações de cargas de petróleo já carregadas, mas não precificadas, em função da elevada volatilidade do atual contexto, gerada tanto pelos efeitos advindos da queda de preços de petróleo, como pelos efeitos da COVID-19 no consumo mundial de petróleo e derivados.

Como resultado dessa estratégia, operações a termo (swap) e futuros foram realizadas entre abril e maio de 2020, com efeitos no resultado entre abril e agosto deste ano. As operações a termo (swap) não exigem desembolso inicial, ao passo que as operações de futuro exigem depósitos de margem, a depender do volume contratado.

b) Estratégias de Proteção adotadas nos exercícios de 2018 e 2019

Óleo

Em março de 2019, a Petrobras implementou estratégia de proteção para parte de sua produção de óleo prevista para o ano de 2019. Como resultado dessa estratégia, foram compradas opções de venda com preço de exercício referenciado na média das cotações do petróleo tipo Brent, de abril até o fim de 2019, ao nível de US\$ 60 / barril, com prêmio total pago de US\$ 320.

No entanto, ao longo do terceiro trimestre de 2019, em função da redução significativa de incertezas de fluxo de caixa relacionadas à realização do Plano Estratégico da companhia para o ano de 2019, a Petrobras vendeu suas opções de venda, com preço de exercício referenciado na média das cotações do petróleo tipo Brent, de abril até o fim de 2019, ao nível de US\$ 60 / barril, com prêmio total recebido de US\$ 101 milhões.

Gasolina

Em setembro de 2018, a companhia passou a adotar uma estratégia de derivativos aplicada para os preços da gasolina e de câmbio (NDF – Non Deliverable Forward), visando dar flexibilidade à gestão na política de preços e permitindo a opção de alterar a frequência dos reajustes diários do preço da gasolina no mercado interno, podendo mantê-lo estável por curtos períodos de até 15 dias.

Diesel

Com o objetivo de dar flexibilidade adicional à gestão na política de preços, em dezembro de 2018, a Petrobras ampliou a estratégia de derivativos aos preços de diesel e de câmbio (NDF – Non Deliverable Forward), de forma análoga à estratégia aplicada à gasolina. Em junho de 2019, a Petrobras aprovou a revisão na periodicidade de reajustes nos preços de óleo diesel (revista inicialmente em março de 2019 para períodos não inferiores a 15 dias) e gasolina. A partir de então, os reajustes dos preços destes derivados no mercado interno passaram a ser realizados sem periodicidade definida.

Na aplicação da estratégia de derivativos aprovada, ficaram mantidos os princípios que balizavam a prática de preços competitivos, como o preço de paridade internacional (PPI), margens para remuneração dos riscos inerentes à operação, nível de participação no mercado e mecanismos de proteção via derivativos.

c) Demais operações de derivativos de *commodities*

A Petrobras, utilizando seus ativos, posições e conhecimento proprietário e de mercado oriundos de suas operações no Brasil e no exterior, busca capturar oportunidades de mercado por meio de compra e venda de petróleo e derivados, as quais podem ocasionalmente ser otimizadas com a utilização de instrumentos derivativos de *commodities* para gestão do risco de preço, de forma segura e controlada.

38.3. Gerenciamento de risco cambial

A Política de Gestão de Riscos da Petrobras prevê que a companhia pratique, por princípio, uma gestão integrada de riscos cujo foco não está nos riscos individuais das operações ou das unidades de negócios, mas na perspectiva mais ampla e consolidada da corporação, capturando possíveis benefícios oriundos da diversificação dos negócios.

A companhia considera todos os fluxos de caixa de suas operações em conjunto. Isso se aplica especialmente ao risco de variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar norte-americano, para o qual, avalia de forma integrada não apenas os seus fluxos de caixa futuros denominados em dólares norte-americanos, como também os fluxos de caixa denominados em reais que sofrem influência da moeda norte-americana, tais como as vendas de diesel e gasolina no mercado interno.

Nesse sentido, o tratamento dos riscos cambiais envolve, preferencialmente, a adoção de ações estruturais com a definição de condições de execução das operações no âmbito dos negócios da Petrobras.

As variações na taxa de câmbio spot R\$/US\$, assim como de outras moedas em relação ao Real, podem afetar o lucro líquido e balanço patrimonial. Tais consequências podem advir, principalmente, de itens em moeda estrangeira, tais como transações futuras altamente prováveis, itens monetários e compromissos firmes.

Nessas situações, a companhia busca mitigar o efeito gerado pelas variações potenciais nas taxas de câmbio *spot* R\$/US\$, principalmente, por meio da captação de recursos de terceiros em dólares norte-americanos visando à redução da exposição líquida entre as obrigações e os recebimentos nessa moeda, numa forma de proteção estrutural, com critérios de liquidez e competitividade de custos.

A proteção ao risco de variação cambial do conjunto das exportações futuras em dólares norte-americanos da companhia em um dado período ocorre por meio do conjunto (portfólio) de endividamento em dólares norte-americanos, buscando a proteção mais eficiente e considerando as alterações nas posições de tais conjuntos ao longo do tempo.

A estratégia de gerenciamento de riscos cambiais pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para tratamento da exposição cambial de certas obrigações, especialmente quando da existência de compromissos em moedas para as quais a companhia não possua expectativa de fluxos de recebimentos, como ocorre no caso da libra esterlina, por exemplo.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

No curto prazo, o tratamento do risco é realizado por meio da alocação das aplicações do caixa entre real, dólar ou outra moeda.

a) Hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras da companhia

Os valores de referência, a valor presente, dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2020, além da expectativa de reclassificação para o resultado do saldo da variação cambial acumulada no patrimônio líquido em períodos futuros, tomando como base uma taxa R\$/US\$ de 5,1967, são apresentados a seguir:

				Valor de referência (a valor presente) dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2020	
Instrumento de hedge	Objeto de hedge	Tipo de risco protegido	Período de proteção	US\$ milhões	R\$
Variações cambiais de proporções de fluxos de caixa de instrumentos financeiros não derivativos	Variações cambiais de parte das exportações mensais futuras altamente prováveis	Cambial - taxa Spot R\$ x US\$	De jan/2021 a dez/2030	61.502	319.608
Movimentação do valor de referência (principal e juros)				US\$ milhões	R\$
Designação em 31 de dezembro de 2019				87.651	353.295
Novas designações, revogações e redesignações				12.128	59.145
Realização por exportações				(13.432)	(67.343)
Amortização de endividamento				(24.845)	(124.956)
Variação Cambial				-	99.467
Valor em 31 de dezembro de 2020				61.502	319.608
Valor nominal dos instrumentos de hedge (financiamentos e passivos de arrendamento) em 31 de dezembro de 2020				69.314	360.205

No exercício de 2020, os valores das exportações previstas e consequentemente os valores das exportações altamente prováveis foram impactados pelos efeitos advindos da guerra de preços de petróleo e pela COVID-19.

Como resultado desses impactos, os valores das exportações cujas variações cambiais foram designadas em relação de hedge deixaram de ser consideradas altamente prováveis, mas continuaram a ser previstas, e como consequência, as relações de hedge foram revogadas ao final de março de 2020, no montante de US\$ 35.774 (R\$ 185.982) dos valores de referência a valor presente. A variação cambial acumulada até essa data foi mantida no patrimônio líquido, e somente será reclassificada para o resultado à medida que as exportações ocorrerem.

Com o Plano Estratégico 2021-2025, houve um incremento nas exportações previstas, e consequentemente nas exportações altamente prováveis, mas não em valor igual ou superior aos instrumentos de dívidas e passivos de arrendamentos sujeitos a serem designados como instrumentos de proteção e, como resultado, o aumento significativo da exposição cambial (Dólar x Real), verificado ao longo do exercício manteve-se em 31 de dezembro de 2020, terminando o ano como exposição cambial negativa, conforme tabela 38.3 c - Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial.

Em 2020, foi reconhecida uma perda cambial R\$ 5 referente à inefetividade na linha de variação cambial (ganho de R\$ 51 em 2019).

Adicionalmente aos impactos relatados acima, as exportações cujas variações cambiais foram designadas em relações de hedge para os meses de abril a dezembro/2020 e agosto a dezembro/2021 deixaram de ser previstas, e foram reclassificadas do patrimônio líquido para o resultado em 2020, no valor de R\$ 2.554, principalmente no 1º trimestre de 2020.

As exportações futuras designadas como objetos de proteção nas relações de hedge de fluxo de caixa representam, em média, 100% das exportações futuras altamente prováveis, determinadas conforme exposto na prática contábil.

A seguir é apresentada a movimentação da variação cambial acumulada em outros resultados abrangentes em 31 de dezembro de 2020, a ser realizada pelas exportações futuras:

	Variação cambial	Efeito tributário	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2019	(50.414)	17.141	(33.273)
Reconhecido no patrimônio líquido	(13.469)	4.580	(8.889)
Transferido para resultado por realização	12.397	(4.215)	8.182
Saldo em 31 de dezembro de 2019	(51.486)	17.506	(33.980)
Reconhecido no patrimônio líquido	(99.467)	33.819	(65.648)
Transferido para resultado por realização	21.754	(7.395)	14.359
Transferido para resultado por exportações que deixaram de ser previstas	2.554	(868)	1.686
Saldo em 31 de dezembro de 2020	(126.645)	43.062	(83.583)

Alterações das expectativas de realização de preços e volumes de exportação em futuras revisões dos planos de negócios podem vir a determinar necessidade de reclassificações adicionais de variação cambial acumulada no patrimônio líquido para resultado. Uma análise de sensibilidade com preço médio do petróleo Brent mais baixo em US\$ 10/barril, que o considerado na última revisão do Plano Estratégico 2021-2025, não indicaria a necessidade de reclassificação de variação cambial do patrimônio líquido para o resultado.

A expectativa anual de realização do saldo de variação cambial acumulada no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2020 é demonstrada a seguir:

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 a 2030	Consolidado Total
Expectativa de realização	(23.438)	(24.893)	(20.844)	(15.797)	(10.752)	(9.283)	(9.627)	(12.011)	(126.645)

Prática contábil

No início da relação de proteção, a companhia documenta a relação de proteção e o objetivo e a estratégia de gerenciamento de risco para assumir o *hedge*, incluindo a identificação: do instrumento de *hedge*, do item protegido, da natureza do risco que está sendo protegido e da avaliação se a relação de proteção atende aos requisitos de efetividade de *hedge*.

Considerando a relação de proteção natural e a estratégia de gestão de risco, a companhia designa relações de *hedge* entre as variações cambiais de “exportações futuras altamente prováveis” (item protegido) e as variações cambiais de proporções de certas obrigações em dólares norte-americanos (instrumentos de proteção), de forma que os efeitos cambiais de ambos sejam reconhecidos no mesmo momento na demonstração de resultado.

Variações cambiais de proporções de fluxos de caixa de dívidas e passivos de arrendamento (instrumentos financeiros não derivativos) são designadas como instrumentos de proteção.

As relações de *hedge* individuais são estabelecidas na proporção de um para um, ou seja, as “exportações futuras altamente prováveis” de cada mês e as proporções dos fluxos de caixa dos endividamentos, utilizadas em cada relação e *hedge* individual, possuem o mesmo valor nominal em dólares norte-americanos. A companhia considera como “exportações futuras altamente prováveis” apenas uma parte do total de suas exportações previstas.

A exposição das exportações futuras da companhia ao risco de variação da taxa de câmbio spot R\$/US\$ (posição ativa) é compensada por exposição inversa equivalente de suas dívidas em dólares norte-americanos (posição passiva) ao mesmo tipo de risco.

As relações de *hedge* podem ser descontinuadas e reiniciadas em cumprimento com a estratégia de gestão de riscos. Neste sentido, tais avaliações são realizadas mensalmente.

Em tais *hedges*, a parcela eficaz dos ganhos e perdas cambiais decorrentes dos instrumentos de proteção é reconhecida no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, e transferida para o resultado financeiro quando o item protegido afetar o resultado do período.

Caso as exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de *hedge*, deixem de ser consideradas altamente prováveis, mas continuem previstas, a relação de *hedge* é revogada e a variação cambial acumulada até a data da revogação é mantida no patrimônio líquido, sendo reclassificado para o resultado à medida que as exportações ocorrerem.

Também podem ocorrer situações em que as exportações, cujas variações cambiais foram designadas em relação de *hedge*, deixem de ser previstas. Nestes casos, a variação cambial, referente às proporções dos fluxos de caixa das dívidas que excederem o total das exportações que ainda sejam consideradas previstas, acumulada no patrimônio líquido até a data da revisão na previsão, é reclassificada imediatamente para o resultado.

Adicionalmente, quando um instrumento financeiro designado como instrumento de *hedge* vence ou é liquidado, a companhia pode substituí-lo por outro instrumento financeiro, de maneira a garantir a continuidade da relação de *hedge*. Similarmente, quando uma transação designada como objeto de proteção ocorre, a companhia pode designar o instrumento financeiro que protegia essa transação como instrumento de *hedge* em uma nova relação de *hedge*.

A parcela não eficaz dos ganhos e perdas decorrentes dos instrumentos de proteção é registrada no resultado financeiro do período. As potenciais fontes de inefetividade devem-se ao fato dos itens protegidos e dos instrumentos de proteção possuírem prazos de vencimento distintos, bem como pela taxa utilizada para descontar os itens protegidos e os instrumentos de proteção a valor presente.

b) Informações sobre contratos em aberto

Contratos de swap – Libra esterlina x Dólar

Em 2017, a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading B.V. (PGT), contratou operação de derivativo denominada *cross currency swap*, com o objetivo de se proteger da exposição em libras esterlinas versus dólar, devido à emissão de bonds; no valor nominal total de GBP 1.300 milhões, sendo GBP 700 milhões com vencimento em dezembro de 2026 e GBP 600 milhões com vencimento em janeiro de 2034.

Após recompra dos bonds, o nominal atual desses swaps é GBP 1.215 milhões.

Contratos de Non Deliverable Forward (NDF) – Euro x Dólar e Libra x Dólar

Em 2018, a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading B.V. (PGT), contratou operações de derivativos denominadas non deliverable forward, com o objetivo de se proteger da exposição em euro e libra esterlina versus dólar, devido à emissão de bonds.

Os valores nominais líquidos de derivativos contratados originalmente foram reduzidos para 2.245 milhões de euros e 164 milhões de libras, respectivamente, adequados a uma menor exposição ao euro, proporcionada pela recompra de bonds nessa moeda ao longo do ano de 2019.

Ao longo de 2020, os valores nominais líquidos de derivativos contratados originalmente foram reduzidos para 354 milhões de libras. E a empresa liquidou a posição de euro na data de vencimento.

Contratos de swap – IPCA x CDI e CDI x Dólar

No final de setembro de 2019, a Petrobras contratou operações de derivativos com o objetivo de se proteger de exposição decorrente da 1ª série da 7ª emissão de debêntures, com operações de swap de juros IPCA x CDI, com vencimento em setembro de 2029 e setembro de 2034, e operações de *cross-currency swap* CDI x Dólar, com vencimentos em setembro de 2024 e setembro de 2029.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Alterações das curvas futuras de taxa de juros (CDI) podem trazer impactos no resultado da companhia, em função do valor de mercado desses contratos de swap. Uma análise de sensibilidade nas curvas futuras de taxa de juros (CDI) com aumento constante (choque paralelo) de 100 pontos base, mantendo-se todas as demais variáveis constantes, resultaria em um impacto negativo no resultado de aproximadamente R\$ 367, enquanto uma redução constante (choque paralelo) de 100 pontos base, mantendo-se todas as demais variáveis constantes, resultaria em um impacto negativo de aproximadamente R\$ 363.

c) Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial

O cenário considerado provável e referenciado por fonte externa, além dos cenários possível e remoto que consideram valorização do câmbio (risco) em 25% e 50%, respectivamente, à exceção dos saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de controladas no exterior, quando realizados em moeda equivalente às suas respectivas moedas funcionais, estão descritos a seguir:

Instrumentos	Exposição em 31.12.2020	Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Ativos	24.110	Dólar / Real	(217)	6.028	12.055
Passivos	(557.843)		5.013	(139.461)	(278.921)
Câmbio - cross currency swap	(3.008)		27	(752)	(1.504)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	319.608		(2.872)	79.902	159.804
	(217.133)		1.951	(54.283)	(108.566)
Ativos	19	Euro / Real	(1)	5	10
Passivos	(250)		12	(63)	(125)
	(231)		11	(58)	(115)
Ativos	8.859	Euro / Dólar	(52)	2.215	4.430
Passivos	(17.702)		103	(4.426)	(8.851)
	(8.843)		51	(2.211)	(4.421)
Ativos	24	Libra / Real	(1)	6	12
Passivos	(119)		5	(30)	(60)
	(95)		4	(24)	(48)
Ativos	9.786	Libra / Dólar	(116)	2.447	4.893
Passivos	(19.444)		230	(4.861)	(9.722)
Derivativo - cross currency swap	8.629		(102)	2.157	4.315
Non Deliverable Forward (NDF)	2.511		(30)	628	1.256
	1.482		(18)	371	742
Total	(224.820)		1.999	(56.205)	(112.408)

Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Real x Dólar - valorização do real em 0,9% / Euro x Dólar - desvalorização do euro em 0,6% / Libra x Dólar - desvalorização da libra em 1,19% / Real x Euro - valorização do real em 5% / Real x Libra - valorização do real em 4,6%. Fonte: Focus e Thomson Reuters

38.4. Gerenciamento de risco de taxa de juros

A companhia, preferencialmente, não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar a exposição às flutuações das taxas de juros, em função de não acarretarem impacto relevante, exceto em função de situações específicas apresentadas por controladas da Petrobras.

Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível (Δ de 25%)	Consolidado Cenário Remoto (Δ de 50%)
LIBOR 1M	52	63	75
LIBOR 3M	67	78	89
LIBOR 6M	2.149	2.406	2.662
CDI	432	540	648
TJLP	438	548	657
IPCA	399	499	599
	3.537	4.134	4.730

(*) O cenário provável foi calculado considerando-se as cotações de moedas e taxas flutuantes a que as dívidas estão indexadas.

38.5. Gerenciamento de risco de crédito

A política de gestão de risco de crédito visa minimizar a possibilidade de não recebimento de vendas efetuadas e de valores aplicados, depositados ou garantidos por instituições financeiras e de contrapartes, mediante análise, concessão e gerenciamento dos créditos, utilizando parâmetros quantitativos e qualitativos adequados a cada um dos segmentos de mercado de atuação.

A carteira de crédito comercial é bastante diversificada entre clientes do mercado interno do país e de mercados do exterior.

O crédito concedido a instituições financeiras é utilizado na aceitação de garantias, na aplicação de excedentes de caixa e na definição de contrapartes em operações de derivativos, sendo distribuído entre os principais bancos internacionais classificados como "grau de investimento" pelas principais classificadoras internacionais de riscos e os bancos brasileiros com classificação mínima de risco brA-/A3.br/A-(bra).

38.5.1. Qualidade do crédito de ativos financeiros

a) Contas a receber de clientes

A maior parte dos clientes da Petrobras não possui classificação de risco concedida por agências avaliadoras. Desta forma, para definição e monitoramento dos limites de crédito são avaliados o ramo de atuação do cliente, relacionamento comercial, histórico financeiro com a Petrobras e suas demonstrações financeiras, entre outros aspectos.

b) Outros ativos financeiros

A qualidade do crédito de ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários tem como base a classificação de risco concedida por agências avaliadoras Standard & Poor's, Moody's e Fitch. As informações sobre estes ativos financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, estão dispostas a seguir:

	Caixa e equivalentes de caixa		Títulos e valores mobiliários	
	2020	2019	2020	2019
AA	10.365	4.245	-	-
A	12.279	4.729	-	-
BBB	874	167	-	-
BB	21.589	14.473	-	3.379
AAA.br	3.499	321	3.389	135
AA.br	10.184	4.934	226	194
Outras classificações	2.066	845	36	104
	60.856	29.714	3.651	3.812

38.6. Gerenciamento de risco de liquidez

A possibilidade de insuficiência de caixa ou outros ativos financeiros para liquidar as obrigações nas datas previstas é gerenciada pela companhia por meio de ações como:

- centralização do caixa do sistema, otimização das disponibilidades e redução da necessidade de capital de giro;
- manutenção de um caixa robusto que assegure a continuidade dos investimentos e o cumprimento das obrigações de curto prazo, mesmo em condições adversas de mercado;
- alongamento do prazo médio de vencimento das dívidas, da ampliação das fontes de financiamento, explorando a capacidade dos mercados doméstico e internacional (novos produtos de captação de recursos e em novos mercados); e

- utilização de recursos oriundos do programa de desinvestimento.

A companhia avalia regularmente as condições do mercado e pode realizar transações de recompra de seus títulos ou de suas subsidiárias no mercado de capitais internacional, por diversos meios, incluindo ofertas de recompra, resgates de títulos e/ou operações em mercado aberto, desde que estejam em linha com a estratégia de gerenciamento de passivos da companhia, que visa a melhoria do perfil de amortização e do custo da dívida.

Ações de proteção da liquidez da companhia

Como resultado da redução abrupta dos preços e demanda de petróleo e combustíveis, causado pelo impacto da escalada da COVID-19 no mundo, em consonância com o aumento na oferta de petróleo, a companhia adotou uma série de medidas para redução de desembolso e preservação do caixa neste cenário de incertezas, visando reforçar sua solidez financeira e a resiliência dos seus negócios.

As medidas adotadas pela companhia para proteção da liquidez estão descritas na nota explicativa 6 - Ações de Resiliência – COVID-19.

38.7. Seguros

Para proteção do seu patrimônio, a Petrobras transfere, por meio da contratação de seguros, os riscos que, na eventualidade de ocorrência de sinistros, possam acarretar prejuízos que impactem, significativamente, o patrimônio da companhia, bem como os riscos sujeitos a seguro obrigatório, seja por disposições legais ou contratuais. Para esses seguros contratados a companhia ainda assume parcela de seu risco, por meio de franquias que podem chegar ao montante equivalente a US\$ 180 milhões. Os demais riscos são objeto de autosseguro, com a Petrobras, intencionalmente, assumindo o risco integral, sem a contratação de uma cobertura de seguros.

Adicionalmente, a companhia possui compromissos de indenidade conforme detalhado na nota explicativa 39.10.

As informações principais sobre a cobertura de seguros vigente em 31 de dezembro de 2020 podem ser assim demonstradas:

Ativo	Tipos de cobertura	Importância segurada	
		Consolidado	Controladora
Instalações, equipamentos e produtos em estoque	Incêndio, riscos operacionais e riscos de engenharia	671.695	563.212
Navios-tanque e embarcações auxiliares	Cascos	13.409	2.052
Plataformas fixas, sistemas flutuantes de produção e unidades de perfuração marítimas	Riscos de petróleo	230.447	96.162
Total em 31 de dezembro de 2020		915.551	661.426
Total em 31 de dezembro de 2019		711.899	543.207

A Petrobras não faz seguros de lucros cessantes, automóveis e da malha de dutos no Brasil.

39. Partes relacionadas

A companhia possui uma política de Transações com Partes Relacionadas revisada e aprovada anualmente pelo Conselho de Administração, conforme disposto no Estatuto Social da Petrobras.

Esta política orienta a Petrobras na celebração de Transações com Partes Relacionadas de forma a assegurar os interesses da companhia, alinhada à transparência nos processos, às exigências legais e às melhores práticas de Governança Corporativa, sem conflito de interesses e em observância aos seguintes princípios:

- Competitividade: preços e condições dos serviços compatíveis com os praticados no mercado;
- Conformidade: aderência aos termos e responsabilidades contratuais praticados pela companhia;

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

- Transparência: reporte adequado das condições acordadas, bem como seus reflexos nas demonstrações financeiras da companhia;
- Equidade: estabelecimento de mecanismos que impeçam discriminações ou privilégios e adoção de práticas que assegurem a não utilização de informações privilegiadas ou oportunidades de negócio em benefício individual ou de terceiros;
- Comutatividade: prestações proporcionais para cada contratante.

As transações que atendam aos critérios de materialidade, estabelecidos na política e celebradas com coligadas, União, incluindo suas autarquias, fundações e empresas controladas, sociedades controladas por pessoal chave da administração, ou membro próximo de sua família, e com a Fundação Petros, são previamente aprovadas pelo Comitê de Auditoria Estatutário (CAE), com reporte mensal dessas análises ao Conselho de Administração.

No caso específico das transações com partes relacionadas envolvendo a União, suas autarquias, fundações e empresas estatais federais, estas últimas quando classificadas como fora do curso normal dos negócios da companhia pelo CAE, que estejam na alçada de aprovação do Conselho de Administração, deverão ser precedidas de avaliação pelo CAE e pelo Comitê de Acionistas Minoritários e deverão ser aprovadas por, no mínimo, 2/3 (dois terços) dos membros presentes do Conselho de Administração.

A política também visa a garantir a adequada e diligente tomada de decisões por parte da administração da companhia.

39.1. Transações comerciais por operação com investidas (controladora)

	31.12.2020			31.12.2019		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Ativo						
Contas a receber						
Contas a receber, principalmente por vendas	14.992	-	14.992	17.774	-	17.774
Dividendos a receber	1.134	-	1.134	397	-	397
Operações de mútuo	-	-	-	-	10	10
Adiantamento para aumento de capital	-	-	-	-	-	-
Valores vinculados à construção de gasoduto	-	564	564	-	750	750
Arrendamentos	-	-	-	163	-	163
Outras operações	430	632	1.062	871	421	1.292
Adiantamento a fornecedores	12	1.275	1.287	108	572	680
Total	16.568	2.471	19.039	19.313	1.753	21.066
Passivo						
Arrendamentos (*)	(2.517)	(3.097)	(5.614)	(21.188)	(104.585)	(125.773)
Operações de mútuo	-	-	-	(28.555)	-	(28.555)
Pré pagamento de exportação	(54.871)	(302.601)	(357.472)	(56.066)	(159.769)	(215.835)
Fornecedores	(55.931)	-	(55.931)	(22.936)	-	(22.936)
Compras de petróleo, derivados e outras	(53.526)	-	(53.526)	(19.125)	-	(19.125)
Afretamento de plataformas	(624)	-	(624)	(2.022)	-	(2.022)
Adiantamento de clientes	(1.745)	-	(1.745)	(1.789)	-	(1.789)
Outras operações	-	-	-	(263)	(470)	(733)
Total	(113.319)	(305.698)	(419.017)	(129.008)	(264.824)	(393.832)

(*) Inclui valores referentes às operações de arrendamentos e subarrendamentos com investidas requeridos pelo IFRS 16.

	2020 Jan-Dez	2019 Jan-Dez
Resultado		
Receitas, principalmente de vendas	155.872	172.433
Variações monetárias e cambiais líquidas (**)	(49.959)	(13.877)
Receitas (despesas) financeiras líquidas (**)	(29.361)	(24.658)
Total	76.552	133.898

(**) Inclui os valores de R\$ 39.226 de variação cambial passiva e R\$ 8.372 de despesa financeira referentes às operações de arrendamentos e subarrendamentos requeridos pelo IFRS 16.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

39.2. Transações comerciais com empresas do sistema (controladora)

	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	31.12.2020 Ativo Total	31.12.2019 Ativo Total	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	31.12.2020 Passivo Total	31.12.2019 Passivo Total
Controladas e Operações em conjunto								
PIB BV	11.327	1.474	12.801	13.995	(107.116)	(302.900)	(410.016)	(380.405)
Gaspetro	1.114	104	1.218	1.488	(355)	-	(355)	(419)
Transpetro	703	166	869	545	(2.116)	(1.748)	(3.864)	(5.364)
Termoelétricas	42	-	42	76	(424)	(462)	(886)	(1.124)
Fundo de Investimento Imobiliário	17	-	17	179	(173)	(588)	(761)	(1.111)
Outras controladas e Operações em conjunto	1.783	580	2.363	3.242	(994)	-	(994)	(1.196)
	14.986	2.324	17.310	19.525	(111.178)	(305.698)	(416.876)	(389.619)
Entidades estruturadas								
CDMPI	-	-	-	-	(428)	-	(428)	(830)
	-	-	-	-	(428)	-	(428)	(830)
Coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto								
Empresas do Setor Petroquímico	42	-	42	154	(46)	-	(46)	(116)
Petrobras Distribuidora (BR)	830	147	977	860	(185)	-	(185)	(171)
Transportadoras (*)	334	-	334	424	(991)	-	(991)	(2.889)
Outras coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto	376	-	376	103	(491)	-	(491)	(207)
	1.582	147	1.729	1.541	(1.713)	-	(1.713)	(3.383)
Total	16.568	2.471	19.039	21.066	(113.319)	(305.698)	(419.017)	(393.832)

(*) Em julho de 2020, com a alienação da totalidade da participação da Petrobras na TAG, a empresa deixou de ser coligada.

A Petrobras celebrou novos contratos de longo prazo com a Braskem S.A. para fornecimento de nafta petroquímica para a unidade industrial do estado de São Paulo, no valor estimado de R\$ 19 bilhões, e de fornecimento de etano e propano para a unidade industrial do estado do Rio de Janeiro, no valor estimado de R\$ 7,6 bilhões.

O contrato de nafta entrou em vigor em 23 de dezembro de 2020 e vigorará até 31 de dezembro de 2025. A quantidade é de até 2 milhões de toneladas por ano. O contrato de etano e propano entrará em vigor em 1º de janeiro de 2021, após o encerramento do contrato atual, e vigorará até 31 de dezembro de 2025.

Os preços dos contratos são baseados nas referências internacionais.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

39.3. Resultado

	2020 Jan-Dez	2019 Jan-Dez
Controladas e Operações em conjunto		
Petrobras Distribuidora (BR) (*)	-	45.144
PIB BV	(9.719)	33.888
Gaspetro	9.119	11.589
PNBV (*)	-	(1.774)
Transpetro	408	720
Termoelétricas	(88)	(161)
Fundo de Investimento Imobiliário	(108)	(121)
TAG (*)	-	53
Outras controladas e Operações em conjunto	4.484	3.354
	4.096	92.692
Entidades estruturadas		
CDMPI	62	(219)
	62	(219)
Coligadas e Empreendimentos Controlados em Conjunto		
Empresas do Setor Petroquímico	13.594	11.143
Petrobras Distribuidora (BR)	57.612	29.909
Transportadoras (**)	115	(6)
Outras coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto	1.073	379
	72.394	41.425
Total	76.552	133.898

(*) Em função das reestruturações societárias ocorridas durante o exercício de 2019, os resultados apresentados na respectiva nota explicativa referem-se: BR (de janeiro a julho de 2019); PNBV (de janeiro a junho de 2019); e, TAG (de janeiro a junho de 2019).

(**) Inclui resultados da TAG até julho de 2020, data em que a companhia celebrou contrato de compra e venda de sua participação remanescente (nota explicativa 32.2).

39.4. Taxas anuais de operações de mútuo

	Ativo		Controladora Passivo	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
De 3,01 a 4%	-	-	-	(17.075)
De 4,01 a 5%	-	-	-	(11.480)
Acima de 9,01%	-	10	-	-
Total	-	10	-	(28.555)

Os saldos com operações de mútuos junto às suas subsidiárias, tanto no ativo como no passivo, foram liquidados ao longo do segundo semestre de 2020.

39.5. Fundo de investimento em direitos creditórios não padronizados (FIDC-NP)

A controladora mantém recursos investidos no FIDC-NP que são destinados, preponderantemente, à aquisição de direitos creditórios performados e/ou não performados de operações realizadas por afiliadas. Os valores investidos estão registrados em contas a receber.

As cessões de direitos creditórios, performados e não performados, estão registradas como financiamentos no passivo circulante.

	31.12.2020	31.12.2019
Contas a receber, líquidas	10.121	52.550
Cessões de direitos creditórios	(10.580)	(61.142)

	2020 Jan-Dez	2019 Jan-Dez
Receita financeira FIDC-NP	1.802	2.705
Despesa financeira FIDC-NP	(1.846)	(2.720)
Resultado financeiro	(44)	(15)

39.6. Garantias

A Petrobras tem como procedimento conceder garantias às subsidiárias e controladas para algumas operações financeiras realizadas no Brasil e no exterior, não havendo variações significativas nas garantias em relação a 31 de dezembro de 2019.

As garantias oferecidas pela Petrobras, principalmente fidejussórias, não remuneradas, são efetuadas com base em cláusulas contratuais que suportam as operações financeiras entre as subsidiárias/controladas e terceiros, garantindo assunção do cumprimento de obrigação de terceiro, caso o devedor original não o faça.

As operações financeiras realizadas por estas subsidiárias e garantidas pela Petrobras apresentam os seguintes saldos a liquidar:

Data de Vencimento das Operações					31.12.2020	31.12.2019
	PGF (*)	PGT (**)	PNBV	Outros	Total	Total
2020	-	-	-	-	-	5.823
2021	-	1.299	-	2	1.301	6.578
2022	-	-	-	318	318	4.376
2023	6.732	520	1.828	781	9.860	15.398
2024	4.208	5.664	-	-	9.873	17.221
2025	8.613	35.416	-	-	44.028	32.190
2026 em diante	130.865	17.527	-	62	148.454	112.092
Total	150.418	60.426	1.828	1.163	213.834	193.678

(*) Petrobras Global Finance B.V., controlada da PIB BV.

(**) Petrobras Global Trading B.V., controlada da PIB BV.

A PGT, subsidiária integral da Petrobras, presta garantia real em uma operação de financiamento que a Petrobras obteve junto ao China Development Bank (CDB), com vencimento em 2026, por meio da colateralidade de seus recebíveis futuros das vendas de petróleo bruto, originadas das exportações da Petrobras, para compradores específicos (no máximo 200.000 bbl/d), sendo o valor da garantia limitado ao saldo devedor da dívida, que em 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 26.009 (US\$ 5.005 milhões), e em 31 de dezembro de 2019 de R\$ 20.178 (US\$ 5.006 milhões).

39.7. Investimentos em títulos de dívidas de controladas

Em 31 de dezembro de 2020, uma controlada da PIB BV mantinha recursos investidos diretamente ou por meio de fundo de investimento no exterior que detinha, entre outros, títulos de dívidas da PGF e de entidade estruturada consolidada relacionada ao projeto CDMPI, equivalentes a R\$ 5.368 (R\$ 3.967, em 31 de dezembro de 2019).

39.8. Transações com empreendimentos em conjunto, coligadas, entidades governamentais e fundos de pensão

A companhia realiza, e espera continuar a realizar, negócios no curso normal de várias transações com seus empreendimentos em conjunto, coligadas, fundos de pensão, bem como com seu acionista controlador, o governo federal brasileiro, que inclui transações com os bancos e outras entidades sob o seu controle, tais como financiamentos e serviços bancários, gestão de ativos e outras.

As transações significativas resultaram nos seguintes saldos:

	31.12.2020		Consolidado 31.12.2019	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas				
Petrobras Distribuidora (BR)	1.020	205	904	191
Transportadoras de gás	383	994	605	2.889
Distribuidoras estaduais de gás natural	1.170	355	1.361	421
Empresas do setor petroquímico	88	46	188	116
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	789	624	143	818
Subtotal	3.450	2.224	3.201	4.435
Entidades governamentais				
Títulos públicos federais	8.483	-	6.367	-
Bancos controlados pela União Federal	39.892	19.266	34.600	19.765
Setor elétrico	1.064	-	1.347	-
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal (nota explicativa 14.1)	2.503	-	1.226	-
União Federal (Dividendos)	9	-	-	1.679
Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural – Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	-	-	-	80
Outros	201	238	185	176
Subtotal	52.152	19.504	43.725	21.700
Planos de Pensão	268	339	240	443
Total	55.870	22.067	47.166	26.578
Circulante	13.841	6.366	11.485	7.676
Não circulante	42.029	15.701	35.681	18.902

A seguir é apresentado o efeito no resultado das transações significativas:

	Consolidado	
	2020 Jan-Dez	2019 Jan-Dez
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas		
Petrobras Distribuidora (BR)	56.516	29.384
Transportadoras de gás (*)	(7.482)	(7.387)
Distribuidoras estaduais de gás natural	8.759	11.088
Empresas do setor petroquímico	14.010	11.533
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	1.346	755
Subtotal	73.149	45.373
Entidades governamentais		
Títulos públicos federais	206	418
Bancos controlados pela União Federal	(2.370)	(2.583)
Setor elétrico	379	1.174
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	1.258	35
União Federal (Dividendos)	(20)	(14)
Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural – Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	(692)	(440)
Outros	(70)	(520)
Subtotal	(1.309)	(1.930)
Planos de Pensão	(950)	-
Total	70.890	43.443
Receitas, principalmente de vendas	82.673	55.043
Compras e serviços	(10.509)	(10.364)
Receitas e despesas operacionais	(497)	-
Variações monetárias e cambiais líquidas	(497)	(1.559)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(280)	323
Total	70.890	43.443

(*) Inclui resultados da TAG até julho de 2020, data em que companhia celebrou contrato de compra e venda de sua participação remanescente (nota explicativa 32.2)

O passivo com planos de pensão dos empregados da companhia e geridos pela Fundação Petros, que inclui os instrumentos de dívidas, está apresentado na nota explicativa 19.

39.9. Contas petróleo e álcool – União Federal

A Medida Provisória nº 2.181, de 24 de agosto de 2001, autorizou a União Federal a emitir títulos do Tesouro Nacional a favor da Petrobras com a finalidade de garantir o pagamento de eventual saldo devedor da Conta Petróleo e Álcool, existente em 30 de junho de 2003. A liquidação de eventual saldo devedor poderá ser realizada pela União, a critério do Ministério da Economia, mediante compensação com outros montantes que a Petrobras porventura deva à União Federal, na época do encontro de contas, inclusive os relativos a tributos ou uma combinação das operações anteriores.

A companhia ajuizou ação judicial em julho de 2011 para liquidação do saldo da Conta Petróleo e Álcool após processo de negociação entre as partes na esfera administrativa.

Em 30 de novembro de 2020, não havendo mais qualquer possibilidade de impugnação em razão da ação judicial ter transitado em julgado, houve a expedição do precatório ao Tribunal Regional Federal da 2ª Região, encerrando-se em definitivo o cumprimento de sentença movida em razão da ação. O valor de R\$ 2.473, na data base de novembro de 2020, será corrigido até a data do efetivo pagamento pelos índices da Justiça Federal. Há previsão de recebimento dos valores pela companhia no 1º semestre de 2022.

Dessa forma, a companhia registrou o valor de R\$ 1.258 no resultado financeiro, incluindo atualização monetária e juros, sendo que R\$ 1.222 decorre dos efeitos da atualização relativa à diferença entre a Taxa Referencial e o IPCA-E do saldo devedor.

Em 31 de dezembro de 2020, o montante atualizado a ser ressarcido pela União Federal é de R\$ 2.503 (R\$ 1.226 em 31 de dezembro de 2019), e encontra-se classificado no contas a receber não circulante, não havendo mais valores classificados como ativo contingente em relação a este processo.

39.10. Membros chave da administração da companhia

Remuneração da administração

O plano de cargos e salários e de benefícios e vantagens da Petrobras, bem como a legislação específica, estabelecem os critérios para todas as remunerações atribuídas pela companhia a seus empregados e dirigentes.

As remunerações de empregados, incluindo os ocupantes de funções gerenciais, e dirigentes da Petrobras relativas aos meses de dezembro de 2020 e 2019 foram as seguintes:

Remuneração do empregado	Expresso em reais	
	Dez/2020	Dez/2019
Menor remuneração	3.312,58	3.820,07
Remuneração média	18.647,36	19.664,95
Maior remuneração	97.728,93	103.659,27
Remuneração do dirigente da Petrobras (maior)	116.761,20	116.761,20

As remunerações totais dos membros do conselho de administração e da diretoria executiva da Petrobras Controladora têm por base as diretrizes estabelecidas pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais – SEST, do Ministério da Economia, e pelo Ministério de Minas e Energia e são apresentadas a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Jan-Dez/2020			Jan-Dez/2019		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	14,0	0,7	14,7	11,9	0,7	12,6
Encargos sociais	4,8	0,1	4,9	3,8	0,1	3,9
Previdência complementar	1,1	-	1,1	1,0	-	1,0
Remuneração variável	13,0	-	13,0	10,8	-	10,8
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	0,6	-	0,6	1,6	0,1	1,7
Remuneração total	33,5	0,8	34,3	29,1	0,9	30,0
Remuneração total - pagamento realizado	24,6	0,8	25,4	22,4	0,9	23,3
Número de membros - média no período (*)	9,00	10,00	19,00	7,67	9,75	17,42
Número de membros remunerados - média no período (**)	9,00	4,42	13,42	7,67	5,00	12,67

(*) Corresponde à média do período do número de membros apurados mensalmente.

(**) Corresponde à média do período do número de membros remunerados apurados mensalmente.

No exercício de 2020, a despesa consolidada com a remuneração total de diretores e conselheiros da companhia totalizou R\$ 70,4 (R\$ 84,1 no exercício de 2019).

Em 22 de julho de 2020, a Assembleia Geral Ordinária fixou a remuneração dos administradores (Diretoria Executiva e Conselho de Administração) em até R\$ 43,3 como limite global de remuneração a ser paga no período compreendido entre abril de 2020 e março de 2021. Em relação ao aprovado pela Assembleia Geral Extraordinária (AGE) 2019, não foi proposto reajuste nos honorários mensais.

A remuneração dos membros dos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração deve ser considerada à parte do limite global da remuneração fixado para os administradores, ou seja, os valores percebidos não são classificados como remuneração dos administradores.

Os membros do Conselho de Administração que participarem do Comitê de Auditoria Estatutário renunciam à remuneração de Conselheiro de Administração, conforme estabelece o art. 38, § 8º do Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016. Esses conselheiros fizeram jus a uma remuneração total de R\$ 2,2 no exercício de 2020 (R\$ 2,7, considerando os encargos sociais). Em 31 de dezembro de 2019, a remuneração acumulada no período foi de R\$ 1,7 (R\$ 2, considerando os encargos sociais).

O Programa de Remuneração Variável dos membros da Diretoria Executiva está condicionado ao atendimento de pré-requisito e de indicadores de desempenho. A remuneração variável a ser paga altera conforme o percentual de atingimento das metas e seu pagamento é diferido em 5 anos.

Em 31 de dezembro de 2020, a companhia provisionou R\$ 13 referente ao Programa de Prêmio Por Performance – PPP 2020.

Compromisso de Indenidade

O estatuto social da companhia estabelece a obrigação de indenizar e manter indene seus administradores, membros com funções estatutárias e demais empregados e prepostos que legalmente atuem por delegação dos administradores da companhia, de forma a fazer frente a determinadas despesas relacionadas a processos arbitrais, judiciais ou administrativos que envolvam atos praticados no exercício de suas atribuições ou poderes, desde a data de sua posse ou do início do vínculo contratual com a companhia.

O primeiro período de abrangência do contrato iniciou em 18 de dezembro de 2018 e segue até a ocorrência dos eventos a seguir, o que acontecer por último: (i) o final do 5º (quinto) ano após a data em que o Beneficiário deixar, por qualquer motivo, de exercer o mandato, função ou cargo; (ii) o decurso do prazo necessário ao trânsito em julgado de qualquer Processo no qual o Beneficiário seja parte em razão da prática de Ato Regular de Gestão; ou (iii) o decurso do prazo prescricional previsto em lei para os eventos que possam gerar as obrigações de indenização pela companhia, incluindo, mas não se limitando, ao prazo penal prescricional aplicável, ainda que tal prazo seja aplicado por autoridades administrativas. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) até 24 de março de 2020 é de US\$ 500 milhões.

O segundo período de abrangência do contrato iniciou em 25 de abril de 2020 e segue até a ocorrência dos mesmos tipos de eventos do primeiro período. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) até março de 2022 é de US\$ 300 milhões.

Os contratos de indenidade não abarcarão: (i) atos que tenham cobertura de apólice de seguro contratada pela companhia, conforme formalmente reconhecido e implementado pela seguradora (ii) houver a prática de atos fora do exercício regular das atribuições ou poderes dos Beneficiários; (iii) houver a prática de ato com má-fé, dolo, culpa grave ou fraude por parte dos Beneficiários; (iv) houver a prática de ato em interesse próprio ou de terceiros, em detrimento do interesse social da companhia; (v) houver a obrigação de pagamento de indenizações decorrentes de ação social prevista no artigo 159 da Lei 6.404/76 ou ao ressarcimento dos prejuízos de que trata o art. 11, § 5º, II da Lei nº 6.385/76; (vi) demais casos em que se configurar situação de manifesto conflito de interesse com a companhia. Vale destacar que após decisão final irreversível, se restar comprovado que o ato praticado pelo beneficiário não é passível de indenização, o beneficiário está obrigado a devolver à companhia os valores adiantados. Vale destacar que a Petrobras não terá qualquer obrigação de indenizar os Beneficiários por lucros cessantes, perda de oportunidade comercial, interrupção de atividade profissional, danos morais ou danos indiretos.

Em relação a potenciais conflitos de interesse, importante mencionar que a companhia contratará profissionais externos, de reputação ilibada, imparcial e independente, e com robusta experiência para analisar eventual pleito de indenização, de maneira a analisar se o ato será ou não passível de cobertura. Além disso, o beneficiário da cobertura está impedido de participar das reuniões ou discussões que versarem sobre a aprovação do pagamento de suas próprias despesas.

40. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	2020	Consolidado 2019	2020	Controladora 2019
Valores pagos e recebidos durante o período				
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	3.735	4.567	3.716	4.549
Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa				
Aquisição de imobilizado a prazo	1.672	290	36.167	11.204
Arrendamentos	22.515	9.100	30.110	9.947
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	27.899	22.633	27.829	22.699
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	8	14	-	-
Pré pagamento de exportação	-	-	65.751	52.935

41. Eventos subsequentes

Venda das Eólicas Mangue Seco 1, 3 e 4

Em janeiro de 2021, a Petrobras assinou contrato para a venda da totalidade de suas participações nas empresas que fazem parte do complexo do parque eólico da companhia.

Venda de ativos de E&P no Espírito Santo (Polo Peroá)

Em 29 de janeiro de 2021, a Petrobras assinou contrato para a venda da totalidade de suas participações nos campos de produção de Peroá e Congoá e na concessão BM-ES-21, denominados conjuntamente de Polo Peroá e localizado na Bacia do Espírito Santo. O valor da venda foi de US\$ 55 milhões, sendo (a) US\$ 5 milhões pagos na data da assinatura do contrato; (b) US\$ 7,5 milhões no fechamento da transação e (c) US\$ 42,5 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, relacionados a fatores como declaração de comercialidade de Malombe, preços futuros do petróleo e extensão do prazo das concessões. Os valores não consideram os ajustes devidos até o fechamento da transação, que está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Venda do Campo de Frade

Em 5 de fevereiro de 2021, a companhia finalizou a venda de sua participação de 30% no campo de Frade para a PetroRio Jaguar Petróleo Ltda., subsidiária da Petro Rio S.A. (PetroRio), que detém os 70% restantes. A transação incluiu também a venda da totalidade da participação detida pela Petrobras Frade Inversiones S.A. (PFISA), subsidiária da Petrobras, na empresa Frade BV para a Petrorio Luxembourg, que passa a deter 100% de Frade BV.

A operação foi concluída com o pagamento de US\$ 36 milhões para a Petrobras na data do fechamento da transação, valor resultante dos pagamentos previstos nos contratos e já com os ajustes aplicáveis. Esse valor se soma ao montante de US\$ 7,5 milhões pagos à Petrobras na assinatura do contrato de venda. Além disso, há o montante de US\$ 20 milhões contingente à uma potencial nova descoberta comercial no campo.

Venda da Petrobras Uruguay Distribución S.A. (PUDSA)

Em 5 de fevereiro de 2021, a Petrobras Uruguay Sociedad Anónima de Inversiones (PUSAI), controlada indireta da Petrobras, finalizou a venda da totalidade de sua participação na Petrobras Uruguay Distribución S.A. (PUDSA), no Uruguai, para a Mauruguay S.A., empresa subsidiária integral indireta da Disa Corporación Petrolífera S.A. (DISA).

Após o cumprimento de todas as condições precedentes, a operação foi concluída com o pagamento de US\$ 62 milhões, já com os ajustes previstos no contrato. O valor recebido no fechamento se soma ao montante de US\$ 6,17 milhões pagos a PUSAI na data de assinatura do contrato de venda, totalizando US\$ 68,17 milhões.

Venda da BSBios

Em 9 de fevereiro de 2021, a Petrobras Biocombustível S.A. (PBio) finalizou a venda da totalidade das suas ações (50% do capital da empresa) de emissão da BSBios Indústria e Comércio de Biodiesel Sul Brasil S/A (BSBios) para a empresa RP Participações em Biocombustíveis S.A.

Após o cumprimento de todas as condições precedentes, a operação foi concluída com o pagamento de R\$ 253 para a PBio, já com os ajustes previstos no contrato. Além desse valor, R\$ 67 estão mantidos em conta vinculada (*escrow*) para indenização de eventuais contingências e serão liberados conforme prazos e condições previstas em contrato e R\$ 2 foram recebidos antecipadamente na forma de juros sobre capital próprio em dezembro de 2020, totalizando o valor da operação em R\$ 322.

Venda de campos terrestres na Bahia

Em 24 de fevereiro de 2021, a Petrobras informa que assinou com a SPE Miranga S.A., subsidiária integral da PetroRecôncavo S.A., contrato para a venda da totalidade de sua participação em nove campos terrestres de exploração e produção, denominados Polo Miranga, localizados no estado da Bahia.

O valor da venda total é de US\$ 135,1 milhões, sendo: (a) US\$ 11 milhões pagos na presente data; (b) US\$ 44 milhões no fechamento da transação; e (c) US\$ 80,1 milhões diferidos em três parcelas ao longo de três anos a partir do fechamento da transação.

O contrato prevê o pagamento de valores condicionados de até US\$ 85 milhões, classificados como ativos contingentes, e que somente serão reconhecidos quando as condições acordadas forem atingidas.

Os valores não consideram os ajustes devidos até o fechamento da transação, que está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

Incorporação da CDMPI

Em 24 de janeiro de 2021, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a incorporação da Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais (CDMPI). Por se tratar de incorporação de subsidiária integral, não haverá aumento de capital na Petrobras nem a emissão de novas ações. As ações representativas do capital social da CDMPI serão extintas, promovendo-se os necessários registros contábeis na Petrobras. A operação ainda está sujeita à aprovação pela Assembleia Geral de Acionistas da Petrobras, a ser convocada oportunamente.

Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (não auditado)

Estas informações adicionais sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás da companhia foram elaboradas em conformidade com o Tópico de Codificação 932 da FASB. Os itens (a) a (c) contêm informações sobre custos históricos, referentes aos custos incorridos em exploração, aquisição e desenvolvimento de áreas, custos capitalizados e resultados das operações. Os itens (d) e (e) contêm informações sobre o volume de reservas provadas estimadas líquidas, a mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados relativos às reservas provadas e mudanças das estimativas dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados.

A companhia, em 31 de dezembro de 2020, mantém atividades principalmente no Brasil, além de atividades na Argentina, Colômbia e Bolívia, na América do Sul. As informações apresentadas relativas a investidas por equivalência patrimonial se referem às operações da joint venture MP Gulf of Mexico, LLC (MPGoM), da qual a Murphy Exploration & Production Company (Murphy) tem 80 % de participação e a Petrobras America Inc. (PAI) tem 20 % de participação, nos Estados Unidos da América, América do Norte. A companhia divulga suas reservas no Brasil, nos Estados Unidos da América e na Argentina. As reservas na Bolívia não são divulgadas, uma vez que a Constituição deste país não permite essa divulgação. Na Colômbia, nossas atividades são exploratórias, e, portanto, não há reservas associadas.

a) Custos capitalizados relativos às atividades de produção de petróleo e gás

A companhia aplica o método dos esforços bem sucedidos na contabilização dos gastos com exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural, conforme nota explicativa 28. Adicionalmente, as práticas contábeis adotadas para reconhecimento, mensuração e divulgação de ativos imobilizados e intangíveis são descritas nas notas explicativas 25.2 e 26.1.

A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos capitalizados referentes às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, juntamente com as correspondentes depreciação, depleção e amortização acumuladas, e provisões para abandono:

	Consolidado					Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Exterior Total		
31 de dezembro de 2020							
Reservas de petróleo e gás não provadas	90.623	582	-	-	582	91.205	4.118
Reservas de petróleo e gás provadas	321.450	726	-	-	726	322.176	
Equipamentos de suporte	380.392	3.956	-	4	3.960	384.352	
Custos capitalizados brutos	792.465	5.264	-	4	5.268	(218.232)	4.118
Depreciação, Depleção e Amortização	(223.500)	(3.571)	-	(4)	(3.575)	(227.075)	(1.644)
Custos capitalizados, líquidos	568.965	1.693	-	-	1.693	570.658	2.474
31 de dezembro de 2019							
Reservas de petróleo e gás não provadas	92.958	473	-	-	473	93.431	-
Reservas de petróleo e gás provadas	326.739	545	-	-	545	327.284	16.938
Equipamentos de suporte	355.865	2.770	-	3	2.773	358.638	-
Custos capitalizados brutos	775.562	3.788	-	3	3.791	779.353	16.938
Depreciação, Depleção e Amortização	(206.905)	(2.341)	-	(3)	(2.344)	(209.249)	(6.810)
Custos capitalizados, líquidos	568.657	1.447	-	-	1.447	570.104	10.128
31 de dezembro de 2018							
Reservas de petróleo e gás não provadas	23.245	435	-	-	435	23.680	15.852
Reservas de petróleo e gás provadas	343.198	559	1	-	560	343.758	22
Equipamentos de suporte	324.790	2.516	-	1.508	4.024	328.814	-
Custos capitalizados brutos	691.233	3.510	1	1.508	5.019	696.252	15.874
Depreciação, Depleção e Amortização	(235.935)	(2.107)	(1)	(113)	(2.221)	(238.156)	(5.464)
Custos capitalizados, líquidos	455.298	1.403	-	1.395	2.798	458.096	10.410

b) Custos incorridos na aquisição, exploração e desenvolvimento de campos de petróleo e gás

Os custos incorridos incluem valores reconhecidos no resultado e capitalizados, conforme demonstrado a seguir:

	Consolidado					Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Total	Total
31 de dezembro de 2020						
Custos de aquisição de áreas						
Provadas	1.701	-	-	-	-	1.701
Não provadas (*)	128	-	-	-	-	128
Custos de exploração	4.135	53	-	-	53	4.188
Custos de desenvolvimento	28.627	13	-	-	13	28.640
Total	34.591	66	-	-	66	293
31 de dezembro de 2019						
Custos de aquisição de áreas						
Provadas	-	-	-	-	-	-
Não provadas	68.612	-	-	-	-	68.612
Custos de exploração	4.259	43	-	-	43	4.302
Custos de desenvolvimento	27.079	25	-	-	25	27.104
Total	99.950	68	-	-	68	100.018
31 de dezembro de 2018						
Custos de aquisição de áreas						
Provadas	-	-	-	-	-	-
Não provadas	3.285	-	-	-	-	3.285
Custos de exploração	2.759	37	2	-	39	2.799
Custos de desenvolvimento	35.101	118	831	-	949	36.050
Total	41.145	155	833	-	988	42.134

(*) Principalmente aquisição de direito de exploração de petróleo - Cessão Onerosa, conforme nota explicativa 25.3.

c) Resultados das atividades de produção de petróleo e gás

Os resultados das operações da companhia referentes às atividades de produção de petróleo e gás natural para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018 são apresentados na tabela a seguir. A companhia transfere substancialmente toda a sua produção nacional de petróleo bruto e gás natural para o seu segmento de RTC no Brasil. Os preços de transferência calculados através da metodologia adotada pela companhia podem não ser indicativos do preço que a companhia poderia conseguir pelo produto se o mesmo fosse comercializado em um mercado à vista não regulado. Além disso, os preços calculados através dessa metodologia também podem não ser indicativos dos preços futuros a serem realizados pela companhia. Os preços adotados para gás natural são aqueles contratados com terceiros.

Os custos de produção são os custos de extração incorridos para operar e manter poços produtivos e os correspondentes equipamentos e instalações, que incluem custos de mão-de-obra, de materiais, suprimentos, combustível consumido nas operações e o custo de operação de unidades de processamento de gás natural.

As despesas de exploração incluem os custos de atividades geológicas e geofísicas e de projetos sem viabilidade econômica. As despesas de depreciação, depleção e amortização referem-se aos ativos empregados nas atividades de exploração e de desenvolvimento. De acordo com o Tópico de Codificação 932 da SEC – Atividades de Extração - Petróleo e Gás Natural, o imposto de renda se baseia nas alíquotas nominais, considerando as deduções permitidas. Despesas e receitas financeiras não foram contempladas nos resultados a seguir.

Informação Complementar (não auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado					Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Total	Total
31 de dezembro de 2020						
Receitas operacionais líquidas						
Vendas a terceiros	3.936	556	-	-	556	4.492
Intersegmentos	169.592	1	-	-	1	169.593
	173.528	557	-	-	557	174.085
Custos de produção	(47.716)	(298)	-	-	(298)	(48.014)
Despesas de exploração	(4.134)	(36)	-	-	(36)	(4.170)
Depreciação, depleção e amortização	(43.783)	(260)	-	-	(260)	(44.043)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(34.448)	-	-	-	-	(34.448)
Outras despesas operacionais líquidas	(5.500)	(10)	66	(159)	(103)	(5.603)
Resultados antes dos impostos	37.947	(47)	66	(159)	(140)	37.807
Imposto de renda e contribuição social	(12.901)	15	(22)	54	47	(12.854)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	25.046	(32)	44	(105)	(93)	24.953
31 de dezembro de 2019						
Receitas operacionais líquidas						
Vendas a terceiros	3.500	684	-	-	684	4.184
Intersegmentos	195.244	1	-	-	1	195.245
	198.744	685	-	-	685	199.429
Custos de produção	(62.121)	(274)	-	-	(274)	(62.395)
Despesas de exploração	(3.174)	(23)	-	-	(23)	(3.197)
Depreciação, depleção e amortização	(45.104)	(145)	-	(50)	(195)	(45.299)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(6.340)	-	-	(1.687)	(1.687)	(8.027)
Outras despesas operacionais líquidas	(5.446)	(59)	174	(145)	(30)	(5.476)
Resultados antes dos impostos	76.559	184	174	(1.882)	(1.524)	75.035
Imposto de renda e contribuição social	(26.029)	(63)	(59)	640	518	(25.511)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	50.530	121	115	(1.242)	(1.006)	49.524
31 de dezembro de 2018						
Receitas operacionais líquidas						
Vendas a terceiros	4.183	698	3.682	-	4.380	8.563
Intersegmentos	182.982	1	-	-	1	182.983
	187.165	699	3.682	-	4.381	191.546
Custos de produção	(72.111)	(283)	(560)	-	(843)	(72.954)
Despesas de exploração	(1.875)	(27)	(2)	-	(29)	(1.904)
Depreciação, depleção e amortização	(31.621)	(145)	(804)	(75)	(1.024)	(32.645)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(2.573)	-	(2.775)	-	(2.775)	(5.348)
Outras despesas operacionais líquidas	(8.497)	(3.227)	(340)	(147)	(3.714)	(12.211)
Resultados antes dos impostos	70.488	(2.983)	(799)	(222)	(4.004)	66.484
Imposto de renda e contribuição social	(23.966)	1.014	272	75	1.361	(22.605)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	46.522	(1.969)	(527)	(147)	(2.643)	43.879

d) Informações sobre reservas

Conforme apresentado na nota explicativa 4.1, as reservas provadas de petróleo e gás natural são os volumes de petróleo e gás natural que, mediante análise de dados de geociências e de engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza como sendo, a partir de uma determinada data, economicamente recuperáveis de reservatórios conhecidos e com as condições econômicas, técnicas operacionais e normas governamentais existentes, até o vencimento dos contratos que preveem o direito de operação, salvo se evidências deem razoável certeza da renovação. O projeto de extração dos hidrocarbonetos deve ter sido iniciado ou deve-se ter razoável certeza de que o projeto será iniciado dentro de um prazo razoável. Estas estimativas de reservas de petróleo e gás natural requerem um elevado nível de julgamento e complexidade, e influenciam diferentes itens das Demonstrações Financeiras da companhia.

As reservas provadas líquidas de petróleo e gás natural estimadas pela companhia e as correspondentes movimentações para os exercícios de 2020, 2019 e 2018 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas em conformidade com as definições de reservas da Securities and Exchange Commission.

Reservas provadas desenvolvidas de petróleo e gás são reservas provadas passíveis de serem recuperadas: (i) por meio de poços, equipamentos e métodos operacionais existentes ou em que o custo dos equipamentos necessários é relativamente pequeno comparado com o custo de um novo poço; e (ii) por meio de equipamentos de extração instalados e infraestrutura em operação no momento da estimativa das reservas, caso a extração seja feita por meios que não incluam um poço.

Em alguns casos, há a necessidade de novos investimentos substanciais em poços adicionais ou equipamentos para recuperação dessas reservas provadas, que são chamadas de reservas provadas não desenvolvidas.

As estimativas das reservas estão sujeitas a variações em função de incertezas técnicas do reservatório e alterações nos cenários econômicos.

Os quadros a seguir apresentam um resumo das movimentações anuais nas reservas provadas de óleo (em milhões de barris):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)

	Entidades consolidadas					Investidas por Equivalência Patrimonial		Total
	Óleo no Brasil	Óleo na América do Sul	Óleo na América do Norte	Óleo sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo na América do Norte	Óleo na África	
Reservas em 31.12.2017 (1)	8.249,4	1,2	114,6	6,0	8.371,3	-	63,4	8.434,7
Transferência por perda de controle (2)	-	-	(100,4)	-	(100,4)	100,4	-	-
Revisão de estimativas anteriores	342,7	-	-	(0,3)	342,5	(0,9)	3,7	345,3
Extensões e descobertas	308,5	0,6	-	-	309,1	-	-	309,1
Recuperação melhorada	224,2	-	-	-	224,2	-	-	224,2
Vendas de reservas	(254,8)	-	-	-	(254,8)	(80,4)	-	(335,2)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	7,9	-	7,9
Produção no ano	(701,3)	(0,3)	(14,3)	(0,9)	(716,8)	(0,4)	(7,3)	(724,5)
Reservas em 31.12.2018 (1)	8.168,7	1,6	-	4,8	8.175,1	26,6	59,8	8.261,5
Revisão de estimativas anteriores	718,8	-	-	-	718,8	0,7	(6,5)	713,0
Extensões e descobertas	17,5	-	-	3,6	21,1	-	0,6	21,7
Vendas de reservas	(68,3)	-	-	-	(68,3)	-	-	(68,3)
Produção no ano	(753,9)	(0,2)	-	(0,8)	(754,8)	(4,7)	(12,3)	(771,7)
Reservas em 31.12.2019 (1)	8.082,8	1,4	-	7,7	8.091,9	22,7	41,6	8.156,1
Revisão de estimativas anteriores	268,7	(0,9)	-	(6,8)	261,0	(0,4)	-	260,7
Extensões e descobertas	34,8	-	-	-	34,8	-	-	34,8
Vendas de reservas	(60,8)	-	-	-	(60,8)	-	(41,1)	(101,8)
Produção no ano	(791,7)	(0,2)	-	(0,9)	(792,8)	(4,2)	(0,5)	(797,5)
Reservas em 31.12.2020	7.533,9	0,3	-	-	7.534,2	18,1	-	7.552,3

(1) Em 2017, o total de reservas provadas inclui 263,7 milhões de barris referentes a ativos mantidos para venda. Em 2018, o total de reservas provadas inclui o valor de 59,8 milhões de barris referente a ativos mantidos para venda (PO&G). Em 2019, o total de reservas provadas inclui o valor de 41,6 milhões de barris referente a ativos mantidos para venda (PO&G).

(2) Quantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalência patrimonial devido a operação que resultou na constituição de uma joint venture com participação de 80% da Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") e 20% da Petrobras America Inc ("PAI").

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Os quadros a seguir apresentam um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de gás natural (em bilhões de pés cúbicos):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)

	Entidades Consolidadas					Investidas por Equivalência Patrimonial		Total
	Gás natural no Brasil	Gás natural na América do Sul	Gás natural na América do Norte	Gás sintético no Brasil	Total consolidado	Gás natural na América do Norte	Gás natural na África	
Reservas em 31.12.2017 (1)	7.676,1	160,2	40,9	8,1	7.885,3	-	17,3	7.902,6
Transferência por perda de controle (2)	-	-	(36,8)	-	(36,8)	36,8	-	-
Revisão de estimativas anteriores	737,2	-	-	(1,0)	736,2	(3,1)	34,8	768,0
Extensões e descobertas	136,8	70,1	-	-	206,9	-	-	206,9
Recuperação melhorada	207,6	-	-	-	207,6	-	-	207,6
Vendas de reservas	(165,5)	-	-	-	(165,5)	(29,7)	-	(195,2)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	6,9	-	6,9
Produção no ano	(801,8)	(16,2)	(4,1)	(1,3)	(823,5)	(0,1)	(4,8)	(828,4)
Reservas em 31.12.2018 (1)	7.790,5	214,1	-	5,7	8.010,3	10,8	47,3	8.068,5
Revisão de estimativas anteriores	1.415,7	(42,3)	-	-	1.373,4	0,1	10,9	1.384,4
Extensões e descobertas	15,3	-	-	7,6	22,9	-	0,3	23,2
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(24,0)	-	-	-	(24,0)	-	-	(24,0)
Produção no ano	(816,9)	(15,5)	-	(1,2)	(833,7)	(1,7)	(11,3)	(846,7)
Reservas em 31.12.2019 (1)	8.380,6	156,3	-	12,1	8.549,0	9,2	47,2	8.605,4
Revisão de estimativas anteriores	(92,5)	(118,7)	-	(10,8)	(221,9)	0,2	-	(221,7)
Extensões e descobertas	36,0	-	-	-	36,0	-	-	36,0
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(42,3)	-	-	-	(42,3)	-	(47,2)	(89,5)
Produção no ano	(735,2)	(12,0)	-	(1,4)	(748,5)	(1,6)	-	(750,1)
Reservas em 31.12.2020	7.546,7	25,6	-	-	7.572,3	7,8	-	7.580,1

(1) Em 2017, o total de reservas provadas inclui 173,7 bilhões de pés cúbicos referentes a ativos mantidos para venda. Em 2018, o total de reservas provadas inclui o valor de 47,3 bilhões de pés cúbicos referente a ativos mantidos para venda (PO&G). Em 2019, o total de reservas provadas inclui o valor de 47,2 bilhões de pés cúbicos referente a ativos mantidos para venda (PO&G).

(2) Quantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalência patrimonial devido a operação que resultou na constituição de uma joint venture com participação de 80% da Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") e 20% da Petrobras America Inc ("PAI").

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

A produção de gás natural apresentada nestas tabelas é o volume extraído de nossas reservas provadas, incluindo gás consumido nas operações e excluindo gás reinjetado. Nossas reservas provadas de gás divulgadas incluem volumes de gás consumido, que representam 30% de nossa reserva provada total de gás natural em 2020.

As tabelas abaixo resumem as informações sobre as mudanças nas reservas provadas de óleo e gás, em milhões de barris de óleo equivalente, das nossas entidades consolidadas e investidas por equivalência patrimonial para 2020, 2019 e 2018:

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)

	Entidades Consolidadas					Investidas por Equivalência Patrimonial		Total
	Óleo equiv. no Brasil	Óleo equiv. na América do Sul	Óleo equiv. na América do Norte	Óleo equiv. sintético no Brasil	Total consolidado	Óleo equiv. na América do Norte	Óleo equiv. na África	
Reservas em 31.12.2017 (1)	9.528,8	27,9	121,5	7,4	9.685,5	-	66,3	9.751,7
Transferência por perda de controle (2)	-	-	(106,5)	-	(106,5)	106,5	-	-
Revisão de estimativas anteriores	465,6	-	-	(0,4)	465,2	(1,4)	9,6	473,3
Extensões e descobertas	331,3	12,3	-	-	343,6	-	-	343,6
Recuperação melhorada	258,8	-	-	-	258,8	-	-	258,8
Vendas de reservas	(282,4)	-	-	-	(282,4)	(85,4)	-	(367,8)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	9,1	-	9,1
Produção no ano	(834,9)	(3,0)	(15,0)	(1,2)	(854,0)	(0,5)	(8,1)	(862,6)
Reservas em 31.12.2018 (1)	9.467,1	37,2	-	5,8	9.510,1	28,4	67,7	9.606,2
Revisão de estimativas anteriores	954,7	(7,0)	-	-	947,7	0,7	(4,7)	943,7
Extensões e descobertas	20,1	-	-	4,9	25,0	-	0,6	25,6
Vendas de reservas	(72,3)	-	-	-	(72,3)	-	-	(72,3)
Produção no ano	(890,0)	(2,8)	-	(1,0)	(893,8)	(4,9)	(14,1)	(912,8)
Reservas em 31.12.2019 (1)	9.479,6	27,4	-	9,7	9.516,7	24,2	49,5	9.590,4
Revisão de estimativas anteriores	253,3	(20,6)	-	(8,6)	224,1	(0,3)	-	223,7
Extensões e descobertas	40,8	-	-	-	40,8	-	-	40,8
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	(67,8)	-	-	-	(67,8)	-	(49,0)	(116,8)
Produção no ano	(914,2)	(2,2)	-	(1,2)	(917,6)	(4,5)	(0,5)	(922,5)
Reservas em 31.12.2020	8.791,7	4,6	-	-	8.796,3	19,4	-	8.815,7

(1) Em 2017, o total de reservas provadas inclui 292,7 milhões de barris de óleo equivalente referentes a ativos mantidos para venda. Em 2018, o total de reservas provadas inclui o valor de 67,7 milhões de barris de óleo equivalente referente a ativos mantidos para venda (PO&G). Em 2019, o total de reservas provadas inclui o valor de 49,5 milhões de barris de óleo equivalente referente a ativos mantidos para venda (PO&G).

(2) Quantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalência patrimonial devido a operação que resultou na constituição de uma joint venture com participação de 80% da Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") e 20% da Petrobras America Inc ("PAI").

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Em 2020, incorporamos 223,7 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

(i) adição de 637,1 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente associadas à boa performance e ao maior histórico de produção de reservatórios do pré sal da Bacia de Santos;

(ii) adição de 253,9 milhões de boe devido à aprovação de novos projetos, principalmente nas Bacias de Santos e Campos; e

(iii) redução de 667,2 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função da redução de preço.

Também incorporamos 40,8 milhões de boe em nossas reservas provadas devido a descobertas e extensões, no pré-sal da Bacia de Santos, e reduzimos 116,8 milhões de boe devido a vendas de reservas provadas.

A reserva provada total da companhia, em 2020, resultou em 8.815,7 milhões de boe, considerando as incorporações, revisões e vendas descritas acima e descontando a produção de 922,5 milhões de boe em 2020. Essa produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração (TLD's) em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite a divulgação de reservas.

Em 2019, incorporamos 943,7 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

(i) adição de 529,1 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente associadas a boa performance e ao maior histórico de produção de reservatórios do pré sal da Bacia de Santos;

(ii) adição de 266,8 milhões de boe referente a revisões contratuais, incluindo o remanejamento de volumes devido à revisão do contrato da Cessão Onerosa, e a prorrogação de contratos de concessões no Brasil;

(iii) adição de 242,6 milhões de boe devido a aprovação de novos projetos nas Bacia de Santos, Campos e Espírito Santo; e

(iv) redução de 94,8 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função da redução de preço.

Também incorporamos 25,6 milhões de boe em nossas reservas provadas devido a descobertas e extensões, principalmente no pré-sal da Bacia de Santos, e reduzimos 72,3 milhões de boe de nossas reservas provadas devido a vendas de reservas provadas.

Considerando a produção de 912,8 milhões de boe em 2019 e as variações acima, a reserva provada total da companhia resultou em 9.590,4 milhões de boe em 2019. A produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração (TLD's) em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite a divulgação de reservas.

Em 2018, incorporamos 473,3 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, sendo 233,5 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função do aumento do preço, e 239,9 milhões de boe principalmente devido a revisões técnicas, em função do bom desempenho dos reservatórios no pré-sal das bacias de Santos e Campos, ambas no Brasil. Além disso, incorporamos 258,8 milhões de boe em nossas reservas provadas resultantes de respostas positivas de recuperação suplementar (injeção de água) e 343,6 milhões de boe em nossas reservas provadas devido a descobertas e extensões, principalmente no pré-sal da Bacia de Santos.

Reduzimos 367,8 milhões de boe de nossas reservas provadas devido à venda de reservas e aumentamos 9,1 milhões em nossas reservas provadas devido a compras de reservas, resultando em um efeito líquido de redução de 358,7 milhões de boe em nossas reservas provadas devido à compra e venda.

Considerando a produção de 862,6 milhões de boe em 2018 e as variações acima, a reserva provada total da companhia resultou em 9.606,2 milhões de boe. Esta produção de 862,6 milhões de boe se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural (exceto na América do Norte), uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, e também não considera a produção de testes de longa duração (TLD's) em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana proíbe a divulgação e o registro das reservas.

Os quadros a seguir apresentam os volumes de reservas provadas desenvolvidas e das não desenvolvidas, líquidas, ou seja, refletindo a participação da Petrobras:

Informação Complementar (não auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

					2018 Total de petróleo e gás (mmboe)
	Óleo Bruto	Óleo Sintético (mmbbl)	Gás Natural	Gás Sintético (bnctf)	
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas: (*)					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.339,5	4,8	4.807,0	5,7	5.146,4
América do Sul, exceto Brasil	1,0	-	83,5	-	15,0
Total Entidades Consolidadas	4.340,5	4,8	4.890,5	5,7	5.161,4
América do Norte (2)	20,0	-	8,3	-	21,4
África	30,9	-	27,6	-	35,5
Total Investidas por Equivalência Patrimonial	51,0	-	35,9	-	56,9
Total Entidades Consolidadas e investidas por equivalência patrimonial (1)	4.391,5	4,8	4.926,4	5,7	5.218,3
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas: (*)					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.829,2	-	2.983,5	-	4.326,4
América do Sul, exceto Brasil	0,5	-	130,6	-	22,3
Total Entidades Consolidadas	3.829,7	-	3.114,1	-	4.348,7
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	6,5	-	2,5	-	6,9
África	28,9	-	19,7	-	32,2
Total Investidas por Equivalência Patrimonial	35,4	-	22,2	-	39,1
Total Entidades Consolidadas e investidas por equivalência patrimonial (1)	3.865,1	-	3.136,3	-	4.387,9
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	8.256,6	4,8	8.062,7	5,7	9.606,2

(1) Inclui valores referentes a ativos mantidos para venda (30,9 milhões de barris de óleo e 27,6 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas desenvolvidas e 28,9 milhões de barris de óleo e 19,7 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas não desenvolvidas) na África (PO&G).

(2) Nas reservas de óleo da América do Norte, estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 4,2% nas reservas desenvolvidas e 3,6% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

					2019 Total de petróleo e gás (mmboe)
	Óleo Bruto	Óleo Sintético (mmbbl)	Gás Natural	Gás Sintético (bnctf)	
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas: (*)					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.999,1	7,7	5.715,6	12,1	5.961,4
América do Sul, exceto Brasil (2)	0,9	-	66,9	-	12,1
Total Entidades Consolidadas	5.000,0	7,7	5.782,5	12,1	5.973,5
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	18,2	-	7,0	-	19,4
África	37,1	-	44,7	-	44,6
Total Investidas por Equivalência Patrimonial	55,3	-	51,7	-	64,0
Total Entidades Consolidadas e investidas por equivalência patrimonial (1)	5.055,3	7,7	5.834,3	12,1	6.037,4
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas: (*)					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.083,7	-	2.665,0	-	3.527,9
América do Sul, exceto Brasil (2)	0,5	-	89,3	-	15,4
Total Entidades Consolidadas	3.084,2	-	2.754,3	-	3.543,3
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	4,4	-	2,2	-	4,8
África	4,5	-	2,4	-	4,9
Total Investidas por Equivalência Patrimonial	8,9	-	4,6	-	9,7
Total Entidades Consolidadas e investidas por equivalência patrimonial (1)	3.093,1	-	2.759,0	-	3.552,9
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	8.148,4	7,7	8.593,2	12,1	9.590,4

(1) Inclui valores referentes a ativos mantidos para venda (37,1 milhões de barris de óleo e 44,7 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas desenvolvidas e 4,5 milhões de barris de óleo e 2,4 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas não desenvolvidas) na África (PO&G).

(2) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 20,3% nas reservas desenvolvidas e 52,9% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 3,8% nas reservas desenvolvidas e 5,3% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

					2020 Total de petróleo e gás (mmboe)
	Óleo Bruto	Óleo Sintético (mmbbl)	Gás Natural	Gás Sintético (bnctf)	
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas: (*)					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.857,6	-	5.713,9	-	5.809,9
América do Sul, exceto Brasil (1)	0,3	-	25,6	-	4,6
Total Entidades Consolidadas	4.857,9	-	5.739,5	-	5.814,5
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	16,9	-	7,2	-	18,1
Total Investidas por Equivalência Patrimonial	16,9	-	7,2	-	18,1
Total Entidades Consolidadas e investidas por equivalência patrimonial (1)	4.874,8	-	5.746,7	-	5.832,6
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas: (*)					
Entidades Consolidadas					
Brasil	2.676,3	-	1.832,8	-	2.981,8
Total Entidades Consolidadas	2.676,3	-	1.832,8	-	2.981,8
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (1)	1,2	-	0,6	-	1,3
Total Investidas por Equivalência Patrimonial	1,2	-	0,6	-	1,3
Total Entidades Consolidadas e investidas por equivalência patrimonial (1)	2.677,5	-	1.833,4	-	2.983,1
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	7.552,3	-	7.580,1	-	8.815,7

(1) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 21,3% nas reservas desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 6,3% nas reservas desenvolvidas e 5,3% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

e) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a volumes provados de petróleo e gás e correspondentes movimentações

A mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados, referentes às reservas provadas de petróleo e gás natural mencionadas anteriormente, é feita em conformidade com o Tópico de Codificação 932 da SEC – Atividades de Extração – Petróleo e Gás Natural.

As estimativas de futuras entradas de caixa da produção são calculadas pela aplicação do preço médio durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinado como uma média aritmética não ponderada do primeiro preço de cada mês dentro desse período, a menos que os preços sejam definidos por acordos contratuais, excluindo indexadores baseados em condições futuras. As variações nos preços futuros se limitam às variações previstas em contratos existentes no fim de cada exercício. Os custos futuros de desenvolvimento e produção correspondem aos dispêndios futuros estimados necessários para desenvolver e extrair as reservas provadas estimadas no fim do exercício com base em indicações de custo no fim do exercício, tendo como premissa a continuidade das condições econômicas no fim do exercício. A estimativa de imposto de renda futuro é calculada utilizando as alíquotas oficiais em vigor no fim do exercício. No Brasil, em conjunto com o imposto de renda, inclui-se contribuições sociais futuras. Os valores apresentados como despesas futuras de imposto de renda incluem deduções permitidas, às quais se aplica as alíquotas oficiais. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto de 10%, aplicados ao meio do ano. Esse fluxo de caixa futuro descontado requer estimativas de quando os dispêndios futuros serão incorridos e de quando as reservas serão extraídas, ano a ano.

A avaliação determinada pelo Tópico de Codificação 932 da SEC requer a adoção de premissas em relação ao momento de ocorrência e ao valor dos custos de desenvolvimento e produção futuros. Os cálculos são feitos no dia 31 de dezembro de cada exercício e não devem ser utilizados como indicativos dos fluxos de caixa futuros da Petrobras ou do valor das suas reservas de petróleo e gás natural.

As informações relativas à mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados são apresentadas originalmente em dólar norte-americano no Form 20-F da SEC e foram convertidas para o real para apresentação nestas demonstrações financeiras. Desta forma, visando manter a consistência com os critérios utilizados na mensuração das estimativas de futuras entradas de caixa, conforme descrito anteriormente, a taxa de câmbio utilizada para conversão de cada um dos períodos decorre da cotação média do dólar norte-americano durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinada como uma média aritmética não ponderada da cotação do primeiro dia de cada mês dentro desse período. As variações cambiais decorrentes desta conversão são demonstradas como ajuste acumulado de conversão nas tabelas de movimentação dos fluxos, conforme a seguir.

Fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado				Investidas por Equivalência Patrimonial (2)	
	Exterior			Total		
	Brasil	América do Sul	América do Norte		Total no Exterior	
Em 31 de dezembro de 2020						
Fluxos de caixa futuros	1.710.895	353	-	353	1.711.248	3.426
Custos de produção futuros	(937.130)	(261)	-	(261)	(937.391)	(2.385)
Custos de desenvolvimento futuros	(160.363)	(84)	-	(84)	(160.447)	(248)
Despesa futura de imposto de renda	(240.591)	-	-	-	(240.591)	(406)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	372.811	8	-	8	372.819	387
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(136.761)	(1)	-	(1)	(136.762)	(6)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	236.050	8	-	8	236.058	380
Em 31 de dezembro de 2019						
Fluxos de caixa futuros	2.108.808	2.395	-	2.395	2.111.203	15.919
Custos de produção futuros	(1.072.063)	(1.121)	-	(1.121)	(1.073.184)	(5.309)
Custos de desenvolvimento futuros	(135.183)	(554)	-	(554)	(135.737)	(2.026)
Despesa futura de imposto de renda	(338.536)	(124)	-	(124)	(338.660)	(1.722)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	563.026	596	-	596	563.622	6.862
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(216.190)	(325)	-	(325)	(216.515)	(1.305)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	346.836	271	-	271	347.107	5.556
Em 31 de dezembro de 2018						
Fluxos de caixa futuros	2.188.096	4.044	-	4.044	2.192.140	22.235
Custos de produção futuros	(981.563)	(1.544)	-	(1.544)	(983.107)	(5.851)
Custos de desenvolvimento futuros	(124.063)	(792)	-	(792)	(124.855)	(1.925)
Despesa futura de imposto de renda	(405.518)	(330)	-	(330)	(405.848)	(3.709)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	676.952	1.378	-	1.378	678.330	10.749
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(272.896)	(707)	-	(707)	(273.603)	(2.271)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	404.056	671	-	671	404.727	8.478

(1) Capitalização semestral

(2) Inclui o valor de R\$ 6.090 referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 2018. Inclui o valor de R\$ 4.119 referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 2019.

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Movimentação dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado				Investidas por Equivalência Patrimonial (2)	
	Exterior					
	Brasil (1)	América do Sul	América do Norte	Total no Exterior		Total
Saldo em 1º de janeiro de 2020	346.836	271	-	271	347.107	5.556
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(125.812)	(72)	-	(72)	(125.884)	(483)
Custos de desenvolvimento incorridos	28.627	13	-	13	28.640	293
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(4.346)	-	-	-	(4.346)	(5.373)
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	2.614	-	-	-	2.614	-
Revisões de estimativas anteriores de volumes	16.225	(181)	-	(181)	16.044	(51)
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(280.348)	(743)	-	(743)	(281.091)	(1.927)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(24.211)	500	-	500	(23.711)	345
Acréscimo de desconto	34.684	48	-	48	34.731	59
Variação líquida do imposto de renda	127.263	124	-	124	127.387	262
Outros - não especificados	-	(36)	-	(36)	(36)	8
Ajuste acumulado de conversão	114.518	83	-	83	114.601	1.691
Saldo em 31 de dezembro de 2020	236.050	8	-	8	236.058	380
Saldo em 1º de janeiro de 2019	404.057	671	-	671	404.728	8.478
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(136.564)	(256)	-	(256)	(136.822)	(3.117)
Custos de desenvolvimento incorridos	27.079	25	-	25	27.104	590
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(5.460)	-	-	-	(5.460)	-
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	1.515	-	-	-	1.515	-
Revisões de estimativas anteriores de volumes	72.093	(173)	-	(173)	71.920	32
Variação líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	(134.269)	(572)	-	(572)	(134.840)	(1.988)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(20.956)	234	-	234	(20.722)	(383)
Acréscimo de desconto	40.406	98	-	98	40.504	959
Variação líquida de imposto de renda	61.851	161	-	161	62.012	1.430
Outros - não especificados	-	27	-	27	27	(979)
Ajuste acumulado de conversão	37.084	55	-	55	37.140	533
Saldo em 31 de dezembro de 2019	346.836	271	-	271	347.107	5.556
Saldo em 1º de janeiro de 2018	203.220	404	5.196	5.599	208.819	4.127
Transferências por perda de controle (3)	-	-	(5.191)	(5.191)	(5.191)	5.547
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(114.976)	(278)	(3.069)	(3.347)	(118.323)	(1.346)
Custos de desenvolvimento incorridos	35.101	118	831	949	36.050	916
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(17.357)	-	-	-	(17.357)	(6.877)
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	41.030	447	-	447	41.477	-
Revisões de estimativas anteriores de volumes	38.866	-	-	-	38.866	169
Variação líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	264.214	161	1.392	1.553	265.767	6.614
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	6.753	(275)	(429)	(704)	6.049	(339)
Acréscimo de desconto	20.322	68	545	613	20.935	470
Variação líquida de imposto de renda	(105.122)	(14)	-	(14)	(105.136)	(1.814)
Outros - não especificados	-	(16)	-	(16)	(16)	433
Ajuste acumulado de conversão	32.006	56	725	781	32.787	576
Saldo em 31 de dezembro de 2018	404.057	671	-	671	404.728	8.478

(1) Inclui o valor de R\$ 5.649 referentes a ativos classificados como mantidos para venda em 2017 (janeiro de 2018).

(2) Inclui o valor de R\$ 6.090 referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 2018. Inclui o valor de R\$ 4.119 referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 2019.

(3) Quantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalência patrimonial devido a operação que resultou na constituição de uma joint venture com participação de 80% da Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") e 20% da Petrobras America Inc ("PAI").

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Balanco Social (não auditado)

	2020	Consolidado 2019
1- Base de Cálculo		
Receita de vendas Consolidada (RL)	272.069	302.245
Lucro (Prejuízo) antes da participação no lucro e impostos consolidados (RO)	37	47.242
Folha de pagamento bruta consolidada (FPB) (i)	34.129	33.073

	Valor	FPB	% sobre RL	Valor	FPB	% sobre RL
2- Indicadores Sociais Internos						
Alimentação	990	2,90	0,36	1.013	3,06	0,34
Encargos sociais compulsórios	5.018	14,70	1,84	5.644	17,07	1,87
Previdência privada	4.800	14,06	1,76	6.750	20,41	2,23
Saúde	2.233	6,54	0,82	2.389	7,22	0,79
Segurança e saúde no trabalho	139	0,41	0,05	192	0,58	0,06
Educação	315	0,92	0,12	316	0,96	0,10
Cultura	8	0,02	-	12	0,04	-
Capacitação e desenvolvimento profissional	31	0,09	0,01	193	0,58	0,06
Creches ou auxílio-creche	31	0,09	0,01	37	0,11	0,01
Participação dos empregados nos lucros ou resultados e remuneração variável	2.271	6,65	0,83	2.722	8,23	0,90
Benefícios Concedidos aos Empregados de Tempo Integral Que Não São Oferecidos a Empregados Temporários ou de Tempo Parcial (I)	-	-	-	-	-	-
Outros	206	0,60	0,08	114	0,34	0,04
Total - Indicadores sociais internos	16.042	47,00	5,90	19.382	58,60	6,41

	Valor	RO	% sobre RL	Valor	RO	% sobre RL
3- Indicadores Sociais Externos						
Socioambiental (II)	89	240,54	0,03	116	0,24	0,04
Cultura	18	48,65	0,01	37	0,08	0,01
Esportivo	5	13,51	-	71	0,15	0,02
Tecnologia e Inovação	8	21,62	-	13	0,03	-
Doações (III)	26	70,27	0,01	1	-	-
Total de investimentos para a sociedade	146	394,59	0,05	238	0,50	0,08
Tributos (excluídos encargos sociais)	91.821	248.164,15	33,75	114.090	241,50	37,75
Total - Indicadores sociais externos	91.967	248.558,74	33,80	114.328	242,00	37,83

	Valor	RO	% sobre RL	Valor	RO	% sobre RL
4- Indicadores Ambientais						
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	2.620	7.081,08	0,96	3.515	7,44	1,16

Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa:

() não possui metas () cumpre de 0 a 50% () não possui metas () cumpre de 0 a 50%
() cumpre de 51 a 75% (X) cumpre de 76 a 100% () cumpre de 51 a 75% (X) cumpre de 76 a 100%

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

5- Indicadores do Corpo Funcional	2020	Consolidado 2019
Número de empregados(as) ao final do período	49.050	57.983
Número de admissões durante o período	206	946
Número de empregados(as) de empresas prestadoras de serviços (IV)	92.766	103.133
Número de estagiários(as)	149	530
Número de empregados(as) acima de 45 anos	18.437	24.842
Número de mulheres que trabalham na empresa	8.161	9.331
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres	19,1%	18,4%
Número de negros(as) que trabalham na empresa (V)	14.799	16.763
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as) (VI)	20,0%	19,3%
Número de empregados com deficiência	278	337
Razão Entre a Remuneração de Mulheres e Homens (VII)	0,95	0,92
Número médio de horas de treinamento por ano por empregado (VIII)	48,88	54,96
Treinamento em Políticas de Combate a Corrupção (VIII)	14	10

6- Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2020	Metas 2021
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa (VIII)	29,5	-

Número total de acidentes de trabalho (IX)	198,0	238
--	-------	-----

Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:

Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:

Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:

A previdência privada contempla:

A participação dos lucros ou resultados contempla:

Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:

Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:

Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (X)

Percentual de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas: (X)

Valor adicionado total a distribuir (XI):

Distribuição do Valor Adicionado (DVA):

() direção gerências	(X) direção e empregados(as)	() direção gerências	(X) direção e empregados(as)	() todos(as)	(X) todos(as)
(X) direção e empregados(as) gerências	() todos(as) + Cipa	(X) direção e empregados(as) gerências	() todos(as) + Cipa	() não se envolve	() segue as normas da OIT
() não se envolve	() segue as normas da OIT	(X) incentiva e segue a OIT	() não se envolve	() seguirá as normas da OIT	(X) incentivará e seguirá a OIT
() direção gerências	() direção e empregados(as)	() direção gerências	() direção e empregados(as)	(X) todos(as)	(X) todos(as)
() direção gerências	() direção e empregados(as)	() direção gerências	() direção e empregados(as)	(X) todos(as)	(X) todos(as)
() não são considerados	() são sugeridos	(X) são exigidos	() não serão considerados	() serão sugeridos	(X) serão exigidos
() não se envolve	() apoia	(X) organiza e incentiva	() não se envolve	() apoiará	(X) organizará e incentivará
na empresa	no Procon	na Justiça	na empresa	no Procon	na Justiça
4.816	1	0	4.800	0	0
na empresa	no Procon	na Justiça	na empresa	no Procon	na Justiça
75%	0%	0%	75%	0%	0%
Em 2020			Em 2019:		
185.597			270.887		
47% governo	12% colaboradores(as)	2% acionistas	54% governo	12% colaboradores(as)	4% acionistas
38% terceiros	1% retido		19% terceiros	11% retido	

7 - Outras Informações

(i) Composta por salários, vantagens, FGTS, INSS e demais benefícios a empregados.

I. A Petrobras não faz distinção entre os benefícios oferecidos aos empregados que trabalham em tempo integral e aos empregados que optam pela redução de jornada com redução proporcional de remuneração. Os benefícios são oferecidos a todos os empregados indistintamente. A Petrobras não pratica a modalidade de contratação em caráter temporário.

II. Inclui dados da Controladora, Ibiritermo, PEB (Bolívia), FCC e Transpetro.

III. As doações foram realizadas em dinheiro, bens e serviços valorados. Destinaram-se ao combate a: COVID-19, enchentes, queimadas no Pantanal, fome e apagão no Amapá.

IV. Considera apenas os empregados de empresas prestadoras de serviços atuando nas dependências das empresas.

V. Por questões culturais de alguns países, esta informação não tem como ser obtida e consolidada para todas as empresas no exterior.

VI. Não temos em nossos controles a raça/cor autodeclarados dos cedidos para a Petrobras Controladora (requisitados), não sendo possível incluí-los na contagem de negros em cargos de chefia.

VII. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora. De acordo com a Diretriz 7 de nossa Política de Recursos Humanos e com o item 4.2.a do nosso Código de Conduta Ética, o Plano de Carreiras e Remuneração (PCR) da Petrobras não faz distinção de gênero na remuneração entre homens e mulheres que ocupam o mesmo cargo ou função. Entretanto, um dos fatores que contribuem para a diferença na remuneração entre homens e mulheres é o regime de trabalho, tendo em vista que os regimes especiais de trabalho pagam os adicionais relativos a esses regimes (maior remuneração) e, historicamente, tem predominância masculina na indústria de óleo e gás.

VIII. A abrangência dessa informação é Petrobras Controladora

IX. A partir de 2021, o número de acidentados informado é o número de acidentados que compõe o indicador de topo da Companhia (TAR- Taxa de Acidentados Registráveis). O número de acidentados que compõe o TAR é o número total de acidentados excluindo os acidentados com lesão relacionada a primeiros socorros. A título de comparação, o número de acidentados do TAR, em 2019, foi de 330 acidentados. O número de acidentados em 2020 foi um resultado histórico, significativamente abaixo dos melhores benchmarks da indústria. Já o número apresentado para 2021 foi estimado com base no Limite de Alerta (LA) estabelecido para o indicador TAR e no HHER (Homem-Hora de Exposição ao Risco) projetado para o ano e é abaixo do benchmark da indústria. Para fins de esclarecimento, usa-se o termo "Limite de Alerta" no lugar de "meta" para os indicadores de segurança. Não há limite de alerta específico para "acidentes" mas, sim, para "acidentados".

X. A redução significativa de números da série histórica se deu em função da venda da Petrobras Distribuidora, sociedade que mais se relacionava com o consumidor final.

XI. Em 2019, inclui o valor de R\$ 27.844 referente as operações descontinuadas.

Informações complementares sobre Interesse Público – Lei 13.303/16 (não auditado)

Em atendimento às exigências de divulgação de dados sobre as atividades que, observados os requisitos do artigo 3º do Estatuto Social da Petrobras, estão relacionadas à consecução dos fins de interesse público em condições diversas às de qualquer outra sociedade do setor privado que atue no mesmo mercado, resumimos a seguir os compromissos vigentes no ano de 2020:

I – PPT – Programa Prioritário de Termelétricidade

O Programa, instituído pelo Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, visou à implantação de usinas termelétricas. Estas usinas, integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade, fazem jus a suprimento de gás natural por um prazo de até 20 anos, com preço pré-estabelecido e reajustado pela inflação americana. O suprimento de gás para as usinas no âmbito deste programa, em 2020, gerou receitas de aproximadamente R\$ 1.360 e custos de R\$ 1.885, resultado este suprido pelo orçamento da companhia.

II– CONPET – Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural

O Programa, instituído por meio do Decreto de 18 de julho de 1991, visa promover o desenvolvimento de uma cultura antidesperdício no uso dos recursos naturais não renováveis. A companhia participa também do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), em parceria com o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), que visa estimular a produção e a utilização de aparelhos que utilizam gás; além de outras tratativas para elaboração de convênios com entidades para fins de monitoramento e orientação quanto a emissões veiculares. Em 2020, os custos associados ao CONPET, custeados pelo orçamento da companhia, foram considerados imateriais.