

## **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 ao Programa Destaque em Governança de Estatais B3, solicitado em 29 de janeiro de 2020, atendido.

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**

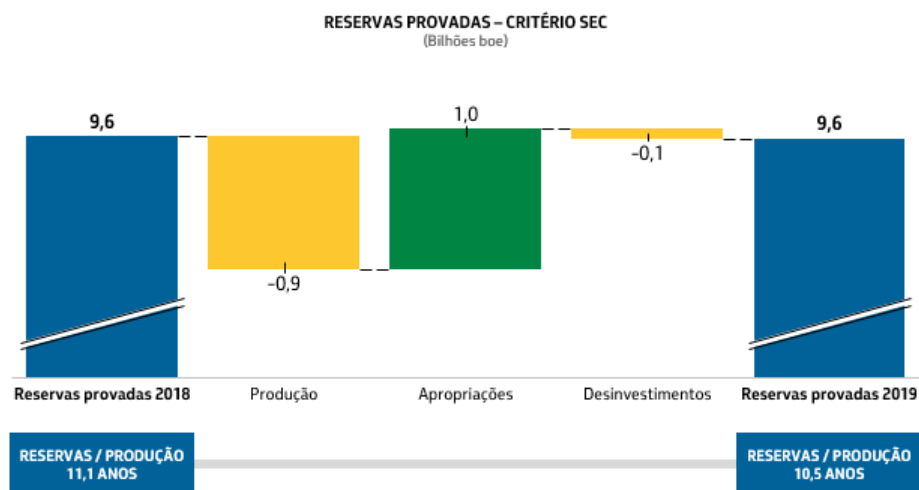
A produção de óleo e gás em 2019 foi de 2,77 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), sendo 2,69 milhões boed produzidos no Brasil e 0,08 milhões boed no exterior, refletindo a maior produção das plataformas que iniciaram a sua produção em 2018 (P-74, P-69, P-75 e FPSO Campos dos Goytacazes) e em 2019 (P-67, no campo de Lula, P-76 e P-77, no campo de Búzios, P-68 do campo de Berbigão), todas no pré-sal. Este efeito foi compensando pela cessão de direitos de 25% da participação do Campo de Roncador e o maior volume de perdas devido à realização de manutenções em plataformas e ao declínio natural de produção (nota explicativa 23 – Imobilizado). Em 2019, a companhia permaneceu sendo exportadora líquida de petróleo e derivados, com saldo de 379 mil bpd.

## NOTAS EXPLICATIVAS

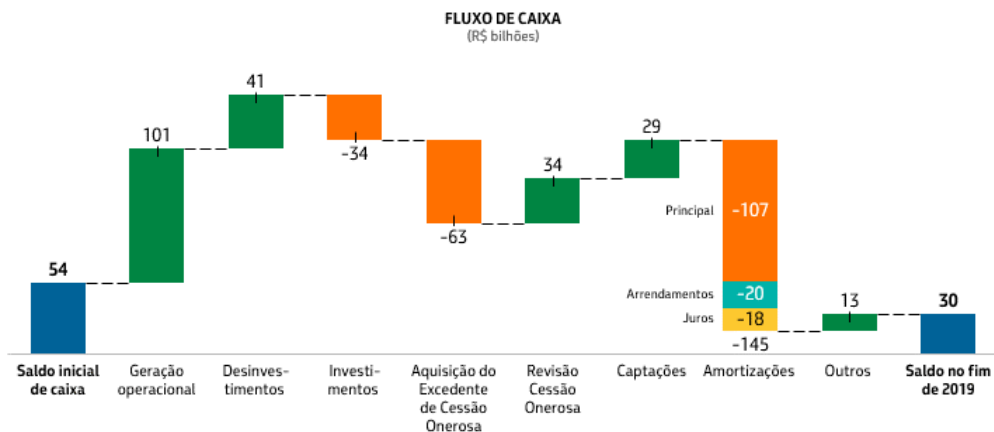
### PETROBRAS

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

As reservas provadas atingiram 9,590 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), critério SEC, com índice de reposição de reservas de 106% do volume produzido, desconsiderando os efeitos dos desinvestimentos (Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural – não auditado), como consequência da boa performance e do maior histórico de produção dos reservatórios do pré-sal da Bacia de Santos.



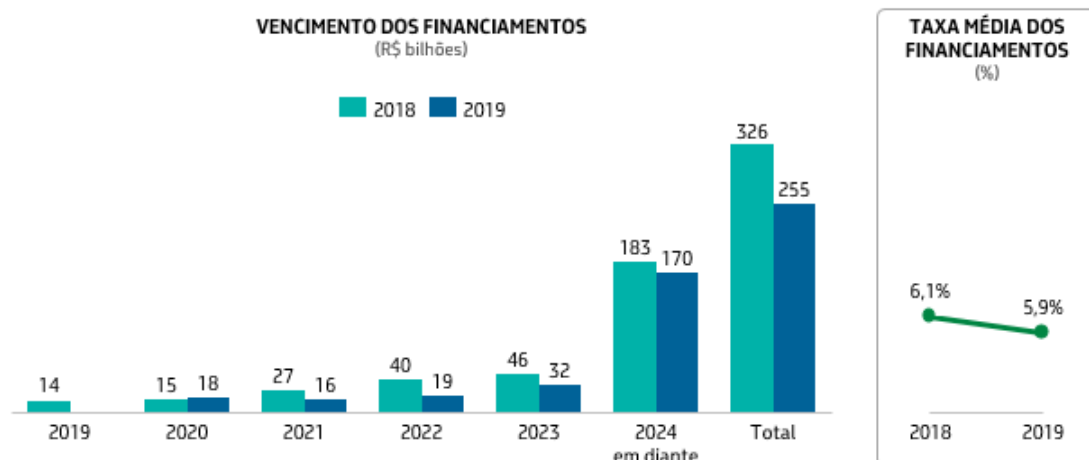
Os recursos da geração operacional de caixa, além dos recebimentos pela venda de ativos e de participações, revisão da cessão onerosa e acordos assinados com a Eletrobras – Centrais Elétricas Brasileiras S/A, foram destinados ao cumprimento do serviço da dívida, ao pré-pagamento ou rolagem de dívidas, permitindo redução da dívida bruta, além dos investimentos nos segmentos de negócio e na aquisição de blocos exploratórios.



Na gestão de portfólio, destacam-se a venda de ações da Petrobras Distribuidora (BR) e da Transportadora Associada de Gás (TAG), que deixaram de ser controladas pela Petrobras (nota explicativa 30 – Venda de ativos e outras reestruturações societárias).

Em 6 de novembro de 2019, a Agência Nacional de Petróleo (ANP) realizou a Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa, na qual a Petrobras adquiriu o direito de exploração e produção do volume excedente ao Contrato de Cessão Onerosa do campo de Búzios, onde será operadora, com 90% de participação e parceria com empresas chinesas, com participação dos 10% restantes. O acordo de coparticipação deverá ser finalizado até setembro de 2021, sendo que, até esta data, as nossas parceiras no consórcio têm o direito de adquirir mais 5% de participação cada ou, na data limite, caso o acordo não tenha sido assinado com a Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA), de deixar o consórcio. A Petrobras também adquiriu integralmente o direito de exploração e produção relativo ao volume excedente do campo de Itapu (nota explicativa 24 – Intangível).

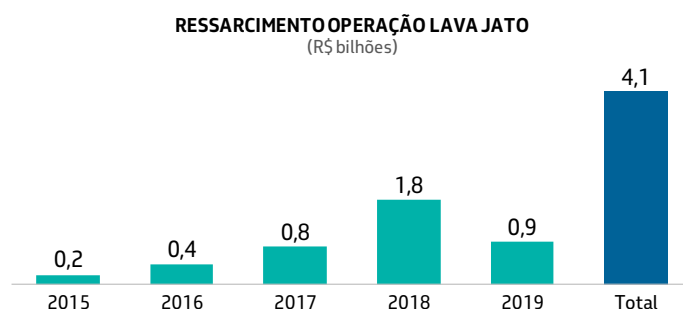
Em relação a estrutura de capital, a companhia permanece com uma gestão financeira ativa focada na redução da dívida, buscando alongar os prazos e reduzir o custo da dívida. Neste ano, tivemos pré-pagamentos no mercado de capitais internacional e de empréstimos no mercado bancário nacional e internacional, no montante de R\$ 97 bilhões (nota explicativa 32 – Financiamentos).



Além disso, com a adoção do IFRS 16, a partir de 1º de janeiro de 2019, a Petrobras reconheceu o valor de R\$ 102,9 bilhões nos saldos de ativo imobilizado e no passivo de arrendamento, em virtude da mensuração dos ativos de direito de uso ser equivalente ao passivo de arrendamento; tais mudanças não impactaram o seu patrimônio líquido. O resultado passou a contemplar efeitos da depreciação dos direitos de uso dos ativos arrendados e despesa financeira e a variação cambial apuradas com base nos passivos financeiros dos contratos de arrendamento, bem como deixa de apresentar custos e despesas operacionais oriundas de contratos de arrendamento operacionais (nota explicativa 33 – Arrendamentos).

Perdas e reversões de perdas na recuperabilidade dos ativos foram reconhecidas neste ano, em função da gestão de portfólio e atualização das premissas econômicas de médio e longo prazo da companhia no âmbito do novo Plano Estratégico 2020-2024 (nota explicativa 25 – *Impairment*). O aumento na estimativa de gastos para desmantelamento de áreas dos campos de E&P contribuiu significativamente para o reconhecimento de perdas por *impairment*, decorrentes do maior custo com abandono de áreas (nota explicativa 20 – Provisão para desmantelamento de áreas).

Em decorrência dos acordos de colaboração e leniência celebrados por outras empresas no âmbito da Operação Lava Jato, a companhia foi ressarcida em R\$ 874 ao longo de 2019 (nota explicativa 21 – Operação Lava Jato).



Ao longo do exercício de 2019, a Petrobras, em cumprimento ao processo atual de governança e na 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 dedução média de 73% (nota explicativa 16.2 – Programas de anistias estaduais), além disso, reconheceu provisões para ações cíveis e fiscais. Destaque para a decisão da Corte de Apelações do Segundo Circuito, que homologou em definitivo o acordo da *Class Action*, com a reversão integral das três parcelas depositadas na conta designada pelo autor-líder da Ação Coletiva para quitação da obrigação constituída (nota explicativa 19 – Processos Judiciais e Contingências).

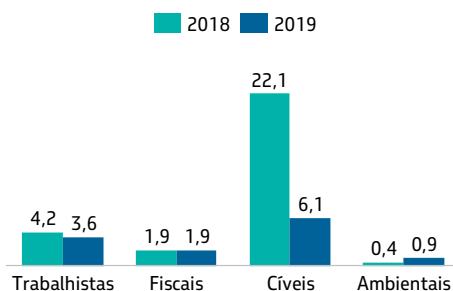
## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

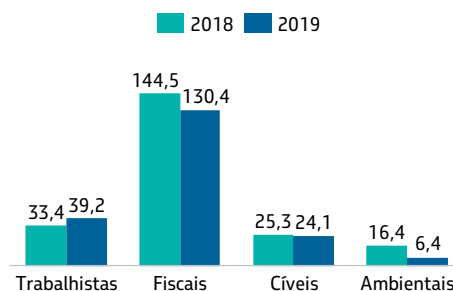
#### CONTINGÊNCIAS PROVISIONADAS (PROVÁVEL)

(R\$ bilhões)



#### CONTINGÊNCIAS NÃO PROVISIONADAS (POSSÍVEL)

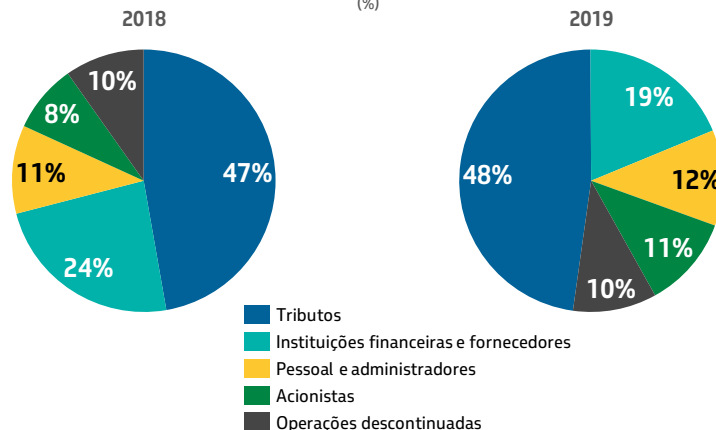
(R\$ bilhões)



A celebração do contrato de cessão de direitos creditórios, sem direito de regresso ou coobrigação, celebrado no terceiro trimestre de 2019, em conjunto com a adimplência existente após privatização da distribuidora Amazonas Energia S.A. e a venda da Petrobras Distribuidora (BR), geraram uma redução relevante nos créditos em aberto do setor elétrico (nota explicativa 13.4 - Contas a Receber – Setor Elétrico).

O valor adicionado da companhia resultou na seguinte distribuição:

#### DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO (%)



A companhia encaminhará para a aprovação da Assembleia Geral Ordinária (AGO) de 2020 a proposta de remuneração total aos acionistas relativa ao exercício de 2019, no montante de R\$ 10.682, equivalendo a R\$ 0,7387 por ação ordinária e R\$ 0,9255 por ação preferencial (nota explicativa 34 - Patrimônio Líquido).

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	
	2019	2018 - Reapresentado
Receita de vendas	76.589	84.638
Lucro bruto	30.857	32.454
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	20.614	16.788
Lucro (Prejuízo) do exercício - Acionistas da Petrobras	10.151	7.173
Caixa e equivalentes de caixa	7.372	13.899
Imobilizado	159.265	157.383
Financiamentos - Circulante e Não Circulante	63.260	84.175
Arrendamentos - Circulante e Não Circulante	23.861	185
Patrimônio líquido	74.215	73.175
Fluxo de caixa operacional	25.600	26.353
Fluxo de caixa de investimentos	(1.684)	(4.504)
Fluxo de caixa de financiamentos	(32.069)	(29.850)

## **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.

Conforme apresentado na nota explicativa 30.2, a venda adicional de participação na Petrobras Distribuidora S.A, por meio de uma oferta pública secundária de ações (*follow-on*) em 2019, se caracterizou como uma “operação descontinuada”. Assim, as demonstrações do resultado e dos fluxos de caixa 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 demonstrações do valor adicionado também apresentam o valor adicionado total a distribuir e valor total adicionado distribuído das operações descontinuadas, separadamente. Nessas mesmas demonstrações, as informações comparativas foram reapresentadas.

O Conselho de Administração da companhia, em reunião realizada em 19 de fevereiro de 2020, 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. Adoção inicial de novos pronunciamentos

A partir de 1º de janeiro de 2019, a companhia adotou os requerimentos contidos no pronunciamento IFRS 16 – *Leases*. Outros novos normativos também entraram em vigor em 1º de janeiro de 2019, porém não apresentaram efeito material nas demonstrações financeiras da companhia.

### 2.3.1. IFRS 16 – Leases/CPC 06 (R2) – Arrendamentos

Dentre as mudanças para arrendatários, o IFRS 16 eliminou a classificação entre arrendamentos financeiros e operacionais, passando a existir um único modelo nos quais todos os arrendamentos resultam no reconhecimento de ativos referentes aos direitos de uso dos ativos arrendados e um passivo de arrendamento. Esses efeitos estão apresentados nas notas explicativas 11, 23 e 33.

Assim, a companhia deixou de reconhecer custos e despesas operacionais oriundas de contratos de arrendamento operacionais e passou a reconhecer em sua demonstração de resultado: (i) os efeitos da depreciação dos direitos de uso dos ativos arrendados; e (ii) a despesa financeira e a variação cambial apuradas com base nos passivos financeiros dos contratos de arrendamento.

Na demonstração dos fluxos de caixa, os pagamentos de arrendamentos que anteriormente eram apresentados como fluxos de caixa das atividades operacionais e de investimentos passaram a ser apresentados como fluxos de caixa de financiamento (R\$ 20.660 de janeiro a dezembro de 2019), representando os pagamentos dos passivos de arrendamento. Contudo, essa alteração não gerou impactos na posição líquida do Fluxo de Caixa da companhia.

Na adoção inicial foi utilizado o método de abordagem de efeito cumulativo, não rerepresentando as demonstrações financeiras de períodos anteriores. Os seguintes expedientes foram aplicados:

- aplicou-se o pronunciamento aos contratos que foram anteriormente identificados como arrendamento operacional conforme nota explicativa 18.2 – Pagamentos mínimos de arrendamento mercantil operacional de 31 de dezembro de 2018;
- o passivo de arrendamento foi mensurado pelo valor presente dos pagamentos de arrendamentos remanescentes descontados utilizando a taxa incremental sobre empréstimo da companhia na data da adoção inicial; e
- ativo de direito de uso foi reconhecido com base no valor do passivo de arrendamento, ajustado por qualquer pagamento de arrendamento antecipado ou acumulado referente a esse arrendamento, reconhecido no balanço patrimonial imediatamente antes da data da adoção inicial. Não foram considerados na mensuração do direito de uso na data da adoção inicial, os custos diretos iniciais.

A companhia adotou a isenção no reconhecimento de arrendamentos de curto prazo (prazo de 12 meses ou menos), contudo não adotou a isenção no reconhecimento para arrendamentos cujo ativo subjacente seja de baixo valor.

Em 1º de janeiro de 2019, a companhia reconheceu o valor de R\$ 102.970 nos saldos de ativo imobilizado e no passivo de arrendamento em virtude de a mensuração dos ativos de direito de uso ser equivalente ao passivo de arrendamento; tais mudanças não impactaram o seu patrimônio líquido. No Balanço Patrimonial, os ativos de direito de uso estão apresentados no ativo imobilizado, enquanto os passivos de arrendamento são apresentados em linha própria.

#### Ativos de direito de uso

Unidades de produção de petróleo e gás natural	50.083
Embarcações	46.481
Terrenos e edificações	3.917
Outros	2.489
	<b>102.970</b>

A taxa média incremental dos passivos de arrendamento na adoção inicial foi de 6,06% a.a.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

A reconciliação dos arrendamentos operacionais divulgados em 31 de dezembro de 2018 para os requerimentos do IFRS 16 são apresentados na tabela a seguir:

<b>Compromisso de arrendamento operacional em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>369.574</b>
Compromissos relacionados a arrendamentos ainda não iniciados	(212.435)
Efeito do desconto	(38.669)
Arrendamento de curto prazo e outros	(15.500)
<b>Adoção inicial</b>	<b>102.970</b>
Leasing financeiro (IAS 17 / CPC 06) incluído no balanço de 31 de dezembro de 2018	715
<b>Passivo de arrendamento em 1º de Janeiro de 2019</b>	<b>103.685</b>

Na adoção desse pronunciamento o índice de endividamento líquido/Ebitda ajustado foi acrescido de 0,5x, não ocasionando alterações nas práticas de negócio da companhia e não houve a necessidade de renegociação de cláusulas restritivas (*covenants*) existentes nos contratos de financiamentos, pois o aumento do passivo não alterou os índices requeridos nas referidas cláusulas.

## 2.4. 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, promovemos mudança na ordem das notas explicativas a fim de alinhar as demonstrações financeiras da companhia 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 relacionadas à estrutura conceitual aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras, inicia-se a 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

A partir de 2019, as práticas contábeis para melhor compreensão da base de reconhecimento e mensuração aplicadas na preparação das demonstrações financeiras passaram a estar descritas abaixo das respectivas notas explicativas. As práticas contábeis são consistentes com as adotadas e divulgadas nas demonstrações financeiras dos exercícios anteriores, exceto pela aplicação a partir de 1º de janeiro de 2019, do IFRS 16 – Leases/CPC 06 (R2) – Arrendamentos e do IFRIC 23 *Uncertainty over Income Tax Treatments*/ ICPC 22 – Incerteza sobre tratamento de Tributos sobre o Lucro.

## 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.

A seguir são apresentadas informações sobre práticas contábeis e 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 de perfuração. Os volumes de reservas são utilizados 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 para definir exportações altamente prováveis que são objeto de *hedge* de fluxo de caixa.

A determinação da estimativa do volume de reservas requer julgamento significativo e 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. 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 os critérios ANP/SPE e SEC são: preços de venda (critério ANP/SPE utiliza os preços de projeção da empresa, enquanto o critério SEC considera o preço médio do primeiro dia útil dos últimos 12 meses); permissão de considerar volumes além do prazo de concessão, para o critério ANP/SPE; e a estimativa apenas de reservas provadas no critério SEC, enquanto no critério ANP/SPE são estimadas as reservas provadas e não provadas.

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 existentes, com equipamentos e métodos operacionais existentes, ou nas quais o custo do equipamento necessário é relativamente menor quando comparado ao custo de um novo poço; e (ii) por meio do equipamento e infraestrutura de extração instalados, em operação 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**

Depreciação, depleção e amortização são mensuradas com base em estimativas de reservas 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 23.



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

Os ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural têm a recuperação do seu valor testada anualmente, mesmo se não houver indicação de possível desvalorização.

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.

**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, que derivam das estimativas das reservas provadas e prováveis. Revisões de tais reservas podem impactar as expectativas em relação às exportações futuras e, conseqüentemente, 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. Tais projeções são consistentes com evidências de mercado, tais como previsões macroeconômicas independentes, análises da indústria e de especialistas. Testes estatísticos, como *backtesting* e *feedback*, também são efetuados 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 Índex).

Mudanças no ambiente econômico podem gerar alterações de premissas e, conseqüentemente, o reconhecimento de perdas por desvalorização 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 25.1.1.

#### 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 consequentemente, na agregação ou desagregação de ativos que faziam parte de determinadas UGCs, podendo resultar em perdas ou reversões adicionais na recuperação de ativos. 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 2019, as UGCs do segmento de Exploração e Produção somavam 124 campos e 41 polos. Alterações nas UGCs do segmento de E&P estão apresentadas na nota explicativa 25.

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 em que se baseia 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 em construção da Refinaria Trem 1 – Comperj.
- iii. UGC 2º trem de refino RNEST: ativos em construção do segundo trem de refino da Refinaria Abreu e Lima e da infraestrutura associada.

- iv. UGC Transporte: ativos da frota de navios da Transpetro;
  - v. UGC PANAMAX: conjunto de três 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);
  - 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. UGCs Fafens - plantas de fertilizantes Fafen BA e Fafen SE ,testadas isoladamente desde 2017;
  - 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 em função da decisão pelo encerramento de suas operações.

Outras informações sobre redução ao valor recuperável de ativos são apresentadas na nota explicativa 25.

#### **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 18.

#### **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 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 19.

#### **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. As obrigações mais significativas dessa natureza envolvem a remoção e tratamento das instalações de produção de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior em alto mar *offshore*. As estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são realizadas com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados. O reconhecimento contábil dessas obrigações deve ser 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 se alteram 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 20.

#### **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 16.6.

#### **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 de Negócios e Gestão (PNG) e do Plano Estratégico (PE). A metodologia utilizada para seu cálculo, bem como os seus respectivos parâmetros, é reavaliada 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 36.2.

#### **4.9. Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente**

Como descrito na nota explicativa 21, 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 2019 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 (PCE) esperadas 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, o prazo 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 2019.

Norma	Descrição	Data de vigência
<i>Definition of a Business – Amendments to IFRS 3</i>	Estabelece novos requerimentos para determinar se uma transação deve ser reconhecida como uma aquisição de negócio no âmbito da IFRS 3 – <i>Business Combination</i> ou como uma aquisição de ativos.	1º de janeiro de 2020, aplicação prospectiva.
<i>Interest Rate Benchmark Reform – Amendments to IFRS 9, IFRS 7 e IAS 39</i>	Altera as IFRS 9– <i>Financial Instruments</i> , IFRS 7– <i>Financial Instruments: Disclosures</i> e IAS 39– <i>Financial instruments: recognition and measurement</i> , com o objetivo de incluir exceções temporárias aos requerimentos atuais da contabilidade de hedge para neutralizar os efeitos das incertezas causadas pela reforma da taxa de juros referenciais (IBOR) recomendada pelo <i>Financial Stability Board (FSB)</i> .	1º de janeiro de 2020, aplicação retrospectiva.
<i>Definition of Material – Amendments to IAS 1 e IAS 8</i>	Altera a definição de “material” de forma a estabelecer que uma informação é material se sua omissão, distorção ou obscuridade puder influenciar razoavelmente a tomada de decisão dos usuários primários das demonstrações contábeis. Esta atualização promoveu alterações na IAS 1 – <i>Presentation of Financial Statements</i> e IAS 8 – <i>Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors</i> .	1º de janeiro de 2020, aplicação prospectiva.
<i>IFRS 17 – Insurance Contracts</i>	Esta IFRS substitui a IFRS 4 – <i>Insurance Contracts</i> e estabelece os requisitos que devem ser aplicados no reconhecimento e divulgação relacionados aos contratos de seguro e de resseguro.	1º de janeiro de 2021, aplicação prospectiva.

Quanto às emendas listadas acima, a companhia não estima impactos da aplicação inicial em suas demonstrações contábeis consolidadas. Em relação à IFRS 17–*Insurance Contracts*, a companhia está avaliando sua aplicação na companhia.

### 5.2. Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC)

O CPC emite pronunciamentos e interpretações tidos como análogos às IFRS, tal como emitidas pelo IASB. A seguir está apresentado o normativo emitido pelo CPC que ainda não entrou em vigor e não teve sua adoção antecipada pela companhia até 31 de dezembro de 2019, bem como os IFRS equivalentes:

Pronunciamento ou interpretação do CPC	IFRS equivalente	Data de vigência
Revisão de Pronunciamentos Técnicos – N.º 14/2019	<i>Definition of a Business – Amendments to IFRS 3</i> <i>Definition of Material – Amendments to IAS 1 e IAS 8</i>	1º de janeiro de 2020

Os efeitos esperados da aplicação inicial referente à revisão do CPC listada acima são os mesmos que foram apresentados para as respectivas emendas das IFRS no item 5.1.

## 6. 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.

Em 2019, a companhia apurou lucro por ação de R\$ 3,08 (R\$ 1,98 em 2018) e está propondo à Assembleia Geral Ordinária (AGO) a distribuição de dividendos de R\$ 0,9255 (R\$ 0,9225 em 2018) para as ações preferenciais e R\$ 0,7387 (R\$ 0,2535 em 2018) por ação ordinária, conforme detalhado na nota explicativa 34.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

Conforme o Plano Estratégico 2020-2024, não há necessidade de novas captações líquidas no horizonte do plano. Contudo, a empresa continuará avaliando oportunidades de *funding* objetivando operações de gerenciamento de passivos, visando à melhora do perfil de amortização e à redução do custo da dívida, mantendo um perfil de endividamento adequado aos prazos de maturação dos seus investimentos. Em 2019 o endividamento bruto e líquido aumentou 7% e 18%, respectivamente, principalmente pela adoção do IFRS 16. Se desconsiderarmos os efeitos da aplicação desta norma, o endividamento reduz em função das amortizações de dívidas do período. O prazo médio de vencimento da dívida ficou em 10,80 anos (9,14 anos em 31 dezembro de 2018).

O endividamento líquido é calculado através da soma do endividamento de curto e de longo prazo, subtraído de caixa e equivalentes de caixa, dos títulos públicos federais e títulos governamentais dos EUA, Alemanha e Inglaterra e *time deposits* com vencimento superior a três meses. O EBITDA ajustado é o lucro líquido antes do resultado financeiro líquido, imposto de renda/contribuição social, depreciação/amortização, participação em investimentos, perda no valor recuperável de ativos (*impairment*), resultado com alienação e baixas de ativos e efeitos cambiais acumulados de conversão (CTA) reclassificados para resultado. Tais 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.

	Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018
Endividamento total	351.161	326.876
Caixa e equivalentes de Caixa + Títulos públicos federais e time deposits (vencimento superior a 3 meses)	33.294	58.052
Endividamento líquido	317.867	268.824
EBITDA ajustado	129.249	114.852
Índice de endividamento líquido/EBITDA ajustado	2,46	2,34

A meta do índice de endividamento líquido/EBITDA ajustado para o ano de 2020 é de 1,5 enquanto a meta para a dívida bruta é de US\$ 60 bilhões para 2021 conforme Plano Estratégico 2020-2024.

A Petrobras dará continuidade aos projetos de parcerias e desinvestimentos orientados pela gestão ativa de portfólio, com potencial de entrada de caixa no período do Plano Estratégico 2020-2024 entre US\$ 20 e 30 bilhões.

## 7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários

### 7.1. Caixa e bancos

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Caixa e bancos	2.306	3.344	82	102
Aplicações financeiras de curto prazo				
- No País				
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	6.849	7.266	1.738	2.197
Outros fundos de investimentos	16	45	5	17
	6.865	7.311	1.743	2.214
- No exterior				
Time deposits	27	14.812	-	1.756
Auto Invest e contas remuneradas	18.622	25.992	2.497	2.262
Outras aplicações financeiras	1.894	2.395	-	-
	20.543	43.199	2.497	4.018
Total das aplicações financeiras de curto prazo	27.408	50.510	4.240	6.232
<b>Total de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>29.714</b>	<b>53.854</b>	<b>4.322</b>	<b>6.334</b>

Os fundos de investimentos no país têm seus recursos aplicados em títulos públicos federais brasileiros e em operações lastreadas em títulos públicos (compromissadas). As aplicações no exterior são compostas por aplicações em contas remuneradas com liquidez diária e outros instrumentos de renda fixa de curto prazo.



As principais aplicações de caixa no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foram para cumprimento do serviço da dívida, incluindo pré-pagamentos, e amortizações de arrendamentos no total de R\$ 145.373, além dos investimentos nos segmentos de negócio no montante de R\$ 97.151. Essas aplicações foram substancialmente proporcionadas por uma geração de caixa operacional de R\$ 101.766, recebimentos pela venda de ativos e de participações de R\$ 41.049, revisão da cessão onerosa de R\$ 34.414, captações de R\$ 29.156, e pelo efeito cambial sobre os saldos de caixa e equivalente de caixa de R\$ 8.397. Destaca-se as linhas de crédito compromissadas, conforme divulgadas na nota explicativa 32.4, que permitiram a redução das disponibilidades sem comprometimento da liquidez da companhia.

### 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.

## 7.2. Títulos e valores mobiliários

	31.12.2019			Consolidado		Controladora	
	País	Exterior	Total	País	Total	Total	Total
Valor justo por meio do resultado	3.528	-	3.528	4.198	4.198	3.200	3.974
Valor justo por meio de outros resultados abrangentes	28	-	28	30	30	28	30
Custo amortizado	180	76	256	175	175	180	172
<b>Total</b>	<b>3.736</b>	<b>76</b>	<b>3.812</b>	<b>4.403</b>	<b>4.403</b>	<b>3.408</b>	<b>4.176</b>
Circulante	3.528	52	3.580	4.198	4.198	3.200	3.974
Não circulante	208	24	232	205	205	208	202

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.

## 8. Receita de vendas

### 8.1. 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 12.

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 a mesma não obtém o controle do biodiesel vendido às distribuidoras em qualquer momento durante a operação de venda. As receitas de agenciamento em 2019 totalizaram R\$ 183 (R\$ 97 em 2018).

### 8.2. Receita Líquida de Vendas

	Consolidado		Controladora	
	2019	2018 - Reapresentado	2019	2018
Receita bruta de vendas	392.015	405.858	378.389	376.101
Encargos de vendas (*)	(89.770)	(95.603)	(89.233)	(95.002)
<b>Receita de vendas</b>	<b>302.245</b>	<b>310.255</b>	<b>289.156</b>	<b>281.099</b>
Diesel	90.770	86.401	90.770	86.402
Subvenção de Diesel	-	5.461	-	5.461
Gasolina	38.710	42.706	38.710	42.706
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	16.400	16.380	14.634	14.655
Querosene de aviação (QAV)	15.113	15.430	15.113	15.430
Nafta	6.579	9.017	6.579	9.017
Óleo combustível (incluindo <i>bunker</i> )	4.038	4.541	4.038	4.541
Outros derivados de petróleo	13.453	13.809	13.843	14.079
<b>Subtotal de derivados</b>	<b>185.063</b>	<b>193.745</b>	<b>183.687</b>	<b>192.291</b>
Gás natural	23.379	19.904	23.294	19.795
Renováveis e nitrogenados	960	1.343	319	1.050
Receitas de direitos não exercidos (breakage)	2.539	2.470	2.552	2.481
Eletricidade	5.196	7.549	5.110	7.499
Serviços, agenciamentos e outros	3.692	4.916	4.454	4.339
<b>Mercado interno</b>	<b>220.829</b>	<b>229.927</b>	<b>219.416</b>	<b>227.455</b>
Exportações	71.612	56.111	69.740	53.644
Vendas no exterior (**)	9.804	24.217	-	-
<b>Mercado externo</b>	<b>81.416</b>	<b>80.328</b>	<b>69.740</b>	<b>53.644</b>
<b>Receitas de vendas</b>	<b>302.245</b>	<b>310.255</b>	<b>289.156</b>	<b>281.099</b>

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

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

A receita no mercado interno reflete o menor volume de vendas de derivados, com destaque para a gasolina, a nafta, o diesel e o óleo combustível, e os menores preços médios, principalmente de gasolina, nafta e diesel, acompanhando a redução das cotações internacionais, além das menores receitas com energia elétrica, refletindo, basicamente, a redução do preço de liquidação das diferenças (PLD). Em contrapartida, houve reajustes positivos de preços dos contratos de gás natural, compensando parte das reduções.

A maior receita com exportações é em virtude do maior volume de exportações de petróleo, devido, em grande parte, à maior produção de óleo no Brasil, e de derivados, principalmente gasolina e óleos combustíveis, além dos maiores preços.

A redução das receitas de vendas no exterior decorre, principalmente, da venda da Refinaria de Pasadena, dos ativos de E&P da PAI e de empresas de distribuição no Paraguai.

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).

### 8.3. Obrigações de desempenho restantes

A companhia possui contratos de vendas de produtos ou serviços vigentes e assinados até 31 de dezembro de 2019, 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 2019 tendo como base suas quantidades de bens e serviços para vendas futuras, bem como preços na data base em 31 de dezembro de 2019 ou praticados em vendas recentes quando esses refletirem a informação mais diretamente observável:

	Consolidado	
	Total dos contratos	Expectativa de realização em até 1 ano
<b>Mercado interno</b>		
Gasolina	15.531	15.531
Diesel	26.351	26.351
Gás natural	64.206	19.000
Serviços e outros	23.064	6.216
Etanol, nitrogenados e renováveis	-	-
Nafta	15.003	15.003
Eletricidade	17.276	2.895
Outros derivados de petróleo	184	184
Querosene de aviação (QAV)	3.800	3.800
<b>Mercado externo</b>		
Exportações	74.436	10.703
<b>Total</b>	<b>239.851</b>	<b>99.683</b>

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 igual ou 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 termoeletrica 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.

## 8.4. Passivos de contratos

Em 31 de dezembro de 2019 a companhia possui R\$ 514 (R\$ 950 em 2018) 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.

## 9. Custos e despesas por natureza

### 9.1. Custo dos produtos e serviços vendidos

	Consolidado		Controladora	
	2019	2018 - Reapresentado	2019	2018
Matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados (*)	(81.481)	(99.103)	(80.393)	(100.266)
Depreciação, depleção e amortização	(47.398)	(39.764)	(53.785)	(30.141)
Participação governamental	(38.418)	(39.910)	(38.387)	(39.839)
Gastos com pessoal	(12.843)	(12.791)	(10.596)	(10.606)
<b>Total</b>	<b>(180.140)</b>	<b>(191.568)</b>	<b>(183.161)</b>	<b>(180.852)</b>

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

A redução nos custos de matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados têm como destaque os menores gastos com operações no exterior, em razão dos desinvestimentos da Refinaria de Pasadena, dos ativos de E&P da PAI e venda de empresas de distribuição no Paraguai, menores custos com energia elétrica, refletindo a menor demanda termelétrica e menores custos e despesas operacionais oriundas de contratos de arrendamento operacionais com a adoção do IFRS 16, compensados em parte pelo maior custo com importação de petróleo. Em contrapartida, com a adoção do IFRS 16, houve o incremento na linha de depreciação, depleção e amortização pelo reconhecimento de direito de uso dos ativos arrendados.

### 9.2. Despesas de vendas

	Consolidado		Controladora	
	2019	2018 - Reapresentado	2019	2018
Materiais, serviços, aluguéis e outros	(14.549)	(12.608)	(15.855)	(17.496)
Depreciação, depleção e amortização	(2.160)	(518)	(2.079)	(363)
Perdas de créditos esperadas	(192)	(63)	(103)	(72)
Gastos com pessoal	(845)	(749)	(435)	(381)
<b>Total</b>	<b>(17.746)</b>	<b>(13.938)</b>	<b>(18.472)</b>	<b>(18.312)</b>

O aumento em despesas de vendas, principalmente o pagamento de tarifa pela utilização de gasodutos da TAG a partir da venda em junho de 2019, aumento dos gastos logísticos em razão do maior volume de exportações de petróleo e derivados e o efeito da desvalorização do real frente ao dólar.

### 9.3. Despesas gerais e administrativas

	Consolidado		Controladora	
	2019	2018 - Reapresentado	2019	2018
Gastos com pessoal	(5.621)	(5.473)	(4.603)	(4.332)
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(2.119)	(2.267)	(1.518)	(1.524)
Depreciação, depleção e amortização	(628)	(406)	(559)	(359)
<b>Total</b>	<b>(8.368)</b>	<b>(8.146)</b>	<b>(6.680)</b>	<b>(6.215)</b>

As despesas gerais e administrativas superiores refletem, principalmente, os maiores gastos com pessoal, em virtude dos reajustes salariais conforme Acordo Coletivo de Trabalho celebrado no último trimestre de 2018 e os processos de avanço de nível e promoção 2018 e 2019, assim como a revisão atuarial da AMS de aposentadorias futuras.

## 10. Outras (despesas) receitas operacionais líquidas

	Consolidado		Controladora	
	2019	2018 - Reapresentado	2019	2018
Plano de pensão e saúde (inativos)	(5.391)	(5.089)	(5.374)	(5.075)
Acordo com autoridades norte americanas	-	(3.536)	-	(3.536)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(5.208)	(4.746)	(5.044)	(4.223)
(Perdas) / Ganhos com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(5.953)	(8.430)	(5.719)	(5.355)
Resultado com derivativos de <i>commodities</i>	(1.427)	(1.396)	(890)	(1.506)
Participação nos lucros ou resultados	(172)	(1.582)	(9)	(1.412)
Plano de carreiras e remuneração - PCR	(7)	(1.156)	(7)	(1.156)
Relações institucionais e projetos culturais	(716)	(656)	(701)	(638)
Despesas operacionais c/ termelétricas	(500)	(392)	(560)	(466)
Gastos/reversões com PDV	(791)	8	(791)	7
Equalização de gastos - AIP	3	(1.064)	3	(1.064)
Provisão para programa de remuneração variável	(2.550)	(1.009)	(2.427)	(1.009)
Subvenções e assistências governamentais	928	930	792	662
Resultado com alienações, baixa de ativos e resultado na remensuração de participações societárias	23.798	1.073	23.443	1.416
Gastos/Ressarcimentos com operações em parcerias de E&P	1.530	1.227	1.530	1.227
Ressarcimento de gastos referentes à Operação Lava Jato	874	1.801	874	1.801
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(637)	2.365	(637)	2.365
Outros	961	7	1.176	(166)
<b>Total</b>	<b>4.742</b>	<b>(21.645)</b>	<b>5.659</b>	<b>(18.128)</b>

Os principais fatores da variação em relação a 2018 foram:

- maiores ganhos líquidos com alienação e baixa de ativos, com destaque para TAG e ganho com a venda dos campos de E&P;
- menor provisão para perdas e contingências com processos judiciais, em função, principalmente, do acordo com a ANP sobre a unificação de campos do Parque das Baleias e de arbitragem nos Estados Unidos sobre o contrato de prestação de serviços de perfuração do navio sonda Titanium Explorer (Vantage), ambos realizados em 2018, reversão de provisão devido à adesão ao programa de anistia com o Estado do Rio de Janeiro em 2018, além de menor despesa com variação cambial sobre a exposição passiva em dólar da *Class Action*, refletindo a desvalorização do real frente ao dólar; em contrapartida, houve provisão referente à arbitragem de quotistas da Sete Brasil em 2019;
- despesa com adesão ao Plano de Carreiras e Remuneração (PCR) da Petrobras em 2018;
- despesa em função de Acordos de Individualização da Produção (AIPs), que preveem equalizações de gastos e volumes de produção referentes aos campos de Sapinhoá, Lula, Tartaruga Verde, Berbigão e Sururu em 2018;

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

Estes efeitos foram compensados por despesa com desmantelamento de áreas, comparada ao resultado positivo do ano anterior, conforme nota explicativa 20.

## 11. Resultado financeiro líquido

	Consolidado		Controladora	
	2019	2018 - Reapresentado	2019	2018
<b>Receitas Financeiras</b>	<b>5.271</b>	<b>8.713</b>	<b>5.589</b>	<b>5.948</b>
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	2.212	2.051	611	598
Deságio na recompra de títulos de dívida	19	1.190	-	-
Ganhos com acordos assinados (setor elétrico)	310	2.640	310	2.640
Outros	2.730	2.832	4.668	2.710
<b>Despesas Financeiras</b>	<b>(27.878)</b>	<b>(20.479)</b>	<b>(32.626)</b>	<b>(14.826)</b>
Despesas com financiamentos	(19.060)	(21.528)	(20.514)	(16.341)
Despesas com arrendamentos	(5.973)	(36)	(12.670)	(499)
Ágio na recompra de títulos de dívida	(3.380)	(2.205)	-	-
Encargos financeiros capitalizados	5.250	6.584	5.193	5.350
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(3.128)	(2.366)	(3.127)	(2.304)
Outros	(1.587)	(928)	(1.508)	(1.032)
<b>Variações monetárias e cambiais, líquidas</b>	<b>(11.852)</b>	<b>(11.732)</b>	<b>(13.175)</b>	<b>(9.455)</b>
Variações cambiais	(253)	(307)	(2.819)	758
Reclassificação do <i>hedge accounting</i>	(12.397)	(12.121)	(11.170)	(10.967)
Outros	798	696	814	754
<b>Total</b>	<b>(34.459)</b>	<b>(23.498)</b>	<b>(40.212)</b>	<b>(18.333)</b>

Resultado financeiro líquido negativo superior a 2018, principalmente por:

- maiores despesas de juros relacionados a arrendamentos, refletindo os efeitos da adoção do IFRS 16;
- maiores custos líquidos (ágio/deságio) com recompra de títulos de dívidas no mercado de capitais;
- menor ganho decorrente dos acordos assinados referente ao setor elétrico;
- menores juros capitalizados, em razão do menor saldo de ativos em construção;
- acréscimo dos juros sobre desmantelamento de áreas, em razão do maior saldo da provisão; e
- custos com deságio referente à antecipação de recebíveis do setor elétrico.

Estes efeitos foram parcialmente compensados por menores despesas com juros sobre financiamentos, reflexo, principalmente, do menor endividamento médio.

## 12. Informações por Segmento - Resultado

### Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio - 31.12.2019

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
<b>Operações continuadas</b>						
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)
<b>Lucro líquido (prejuízo) das operações continuadas</b>	<b>49.854</b>	<b>3.548</b>	<b>16.801</b>	<b>(33.755)</b>	<b>(5.606)</b>	<b>30.842</b>
Lucro líquido (prejuízo) das Operações Descontinuadas	-	-	12	10.116	-	10.128
<b>Lucro líquido (prejuízo)</b>	<b>49.854</b>	<b>3.548</b>	<b>16.813</b>	<b>(23.639)</b>	<b>(5.606)</b>	<b>40.970</b>
<b>Atribuível aos:</b>						
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
	<b>49.854</b>	<b>3.548</b>	<b>16.813</b>	<b>(23.639)</b>	<b>(5.606)</b>	<b>40.970</b>



**NOTAS EXPLICATIVAS****PETROBRAS**

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

**Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio - 31.12.2018 - Reapresentado**

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
<b>Operações continuadas</b>						
Receita de vendas	191.546	269.138	44.926	6.331	(201.686)	310.255
Intersegmentos	182.983	61.145	13.518	757	(201.686)	56.717
Terceiros	8.563	207.993	31.408	5.574	-	253.538
Custo dos produtos vendidos	(105.599)	(245.936)	(33.324)	(5.889)	199.180	(191.568)
Lucro bruto	85.947	23.202	11.602	442	(2.506)	118.687
Despesas	(19.463)	(12.677)	(8.933)	(16.932)	(137)	(58.142)
Vendas	(291)	(6.496)	(6.807)	(245)	(99)	(13.938)
Gerais e administrativas	(934)	(1.365)	(551)	(5.294)	(2)	(8.146)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(1.904)	-	-	-	-	(1.904)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(1.622)	(42)	(75)	(606)	-	(2.345)
Tributárias	(411)	(768)	(244)	(1.052)	-	(2.475)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(5.348)	(1.687)	(723)	69	-	(7.689)
Outras receitas (despesas), líquidas	(8.953)	(2.319)	(533)	(9.804)	(36)	(21.645)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	66.484	10.525	2.669	(16.490)	(2.643)	60.545
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(23.498)	-	(23.498)
Resultado de participações em investimentos	297	1.299	355	(31)	-	1.920
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	66.781	11.824	3.024	(40.019)	(2.643)	38.967
Imposto de renda e contribuição social	(22.604)	(3.578)	(907)	10.729	898	(15.462)
<b>Lucro líquido (prejuízo) das operações continuadas</b>	<b>44.177</b>	<b>8.246</b>	<b>2.117</b>	<b>(29.290)</b>	<b>(1.745)</b>	<b>23.505</b>
Lucro líquido (prejuízo) das Operações Descontinuadas	-	-	54	3.139	-	3.193
<b>Lucro líquido (prejuízo)</b>	<b>44.177</b>	<b>8.246</b>	<b>2.171</b>	<b>(26.151)</b>	<b>(1.745)</b>	<b>26.698</b>
<b>Atribuível aos:</b>						
Acionistas da Petrobras	44.196	8.405	1.709	(26.786)	(1.745)	25.779
Resultado Proveniente de Operações Continuadas	44.196	8.405	1.670	(29.022)	(1.745)	23.504
Resultado Proveniente de Operações Descontinuadas	-	-	39	2.236	-	2.275
Acionistas não controladores	(19)	(159)	462	635	-	919
Resultado Proveniente de Operações Continuadas	(19)	(159)	446	(267)	-	1
Resultado Proveniente de Operações Descontinuadas	-	-	16	902	-	918
	<b>44.177</b>	<b>8.246</b>	<b>2.171</b>	<b>(26.151)</b>	<b>(1.745)</b>	<b>26.698</b>

A receita de vendas consolidadas intersegmentos (remanescente após eliminação) é referente às vendas de RTC para a BR, que está classificada como operação descontinuada no segmento "Corporativo e outros negócios".

O segmento de Exploração e Produção (E&P) obteve aumento do lucro operacional principalmente em razão de maior produção, desvalorização do real frente ao dólar, menor *lifting cost* e menor despesa com contingências judiciais, que foram parcialmente atenuados pela menor cotação do Brent e maiores perdas por *impairment*.

No segmento Refino, Transporte e Comercialização (RTC), o menor lucro operacional foi devido, principalmente, ao menor volume de vendas no mercado interno, redução do efeito positivo do giro do estoque entre os anos, maiores despesas com vendas, com processos judiciais relacionados a tributos e contingências ambientais relativas ao duto OSPAR e maior *impairment*. Estes fatores foram parcialmente compensados por maiores volumes e margens na exportação de óleo combustível e petróleo.

Em relação ao segmento de Gás e Energia, o lucro operacional foi superior em função de melhores margens na comercialização de gás natural, na comercialização de contratos de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e devido à alienação de 90% de participação na TAG, em junho/19, apesar de maiores despesas de vendas com pagamento de tarifa da TAG.

**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.

Em decorrência dos desinvestimentos ocorridos em 2019, da estratégia de reposicionamento do seu portfólio previsto no Plano Estratégico 2020-2024, aprovado em 27 de novembro de 2019, bem como a materialidade dos negócios remanescentes, a companhia reavaliou a apresentação dos negócios de Distribuição e de Biocombustíveis, que passaram a ser incluídos no Corporativo e outros negócios. Por este motivo, os períodos anteriores estão sendo reapresentados para fins de comparabilidade. Desta forma, 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 integrada 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.

No 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 conforme nota explicativa 30. Os negócios de biocombustíveis refletem as atividades de produção de biodiesel, de seus co-produtos e de etanol.

### 13. Contas a receber

#### 13.1. Contas a receber, líquidas

	31.12.2019	Consolidado 31.12.2018	31.12.2019	Controladora 31.12.2018
Recebíveis de contratos com clientes				
Terceiros	18.057	25.629	9.179	9.208
Partes relacionadas				
Investidas (nota explicativa 37.8)	3.201	2.641	20.385	17.364
Recebíveis do setor elétrico (nota explicativa 13.4) (*)	1.347	17.051	436	15.092
<b>Subtotal</b>	<b>22.605</b>	<b>45.321</b>	<b>30.000</b>	<b>41.664</b>
Outros contas a receber				
Terceiros				
Recebíveis por desinvestimento (**)	5.781	5.020	5.781	5.020
Arrendamento financeiro	1.941	2.011	-	-
Outras	3.348	5.134	1.973	3.141
Partes relacionadas				
Subvenção de Diesel (nota explicativa 37.8)	-	1.550	-	1.550
Aplicações no Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios - FIDC-NP (nota explicativa 37.5)	-	-	52.550	9.845
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal (nota explicativa 37.8)	1.226	1.191	1.226	1.191
<b>Subtotal</b>	<b>12.296</b>	<b>14.906</b>	<b>61.530</b>	<b>20.747</b>
<b>Total do contas a receber</b>	<b>34.901</b>	<b>60.227</b>	<b>91.530</b>	<b>62.411</b>
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Terceiros	(9.214)	(13.137)	(4.227)	(4.106)
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Partes Relacionadas	(178)	(3.545)	-	(3.435)
<b>Total do contas a receber, líquidas</b>	<b>25.509</b>	<b>43.545</b>	<b>87.303</b>	<b>54.870</b>
Circulante	15.164	22.264	78.813	36.731
Não circulante	10.345	21.281	8.490	18.139

(\*) Inclui o valor de R\$ 707 em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 770 em 31 de dezembro de 2018) referente a arrendamento financeiro a receber com empresa AME.

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

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 2019 totalizou R\$ 1.440.

**NOTAS EXPLICATIVAS****PETROBRAS**

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

**13.2. Aging do Contas a receber - Terceiros**

	31.12.2019		Consolidado 31.12.2018		31.12.2019		Controladora 31.12.2018	
	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE
A vencer	18.776	(567)	22.718	(1.394)	11.974	(260)	10.899	(222)
Vencidos:								
Até 3 meses	1.011	(154)	1.876	(211)	626	(152)	1.592	(149)
De 3 a 6 meses	98	(33)	135	(47)	64	(21)	83	(30)
De 6 a 12 meses	197	(51)	186	(78)	90	(50)	32	(22)
Acima de 12 meses	9.045	(8.409)	12.879	(11.407)	4.179	(3.744)	4.763	(3.683)
<b>Total</b>	<b>29.127</b>	<b>(9.214)</b>	<b>37.794</b>	<b>(13.137)</b>	<b>16.933</b>	<b>(4.227)</b>	<b>17.369</b>	<b>(4.106)</b>

**13.3. Movimentação das perdas de crédito esperadas – PCE**

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Saldo inicial	16.682	19.667	7.541	8.834
Adoção inicial IFRS 9	-	405	-	64
Adições	867	322	488	288
Baixas	(4.964)	(4.540)	(3.802)	(1.645)
Transferência de ativos mantidos para venda	(3.412)	21	-	-
Ajuste Acumulado de Conversão	219	807	-	-
<b>Saldo final</b>	<b>9.392</b>	<b>16.682</b>	<b>4.227</b>	<b>7.541</b>
Circulante	4.443	6.645	4.127	4.032
Não circulante	4.949	10.037	100	3.509

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.

Em 2018, as baixas de R\$ 4.540 refletem principalmente os efeitos dos acordos assinados com a Eletrobras (CCD 2018), conforme nota explicativa 8.4 de 31 de dezembro de 2018.

**13.4. Contas a receber – Setor Elétrico (Sistema Isolado de Energia)**

Setor Elétrico (Sistema Isolado de Energia)	Recebíveis fora do escopo dos IADs					Consolidado	
	IAD 2014	IAD 2018	Arrendamento	Outros	Total		
Contas a Receber	5.224	9.919	2.862	770	3	18.778	
PCE	(4.580)	(20)	(3)	-	(3)	(4.606)	
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>644</b>	<b>9.899</b>	<b>2.859</b>	<b>770</b>	<b>-</b>	<b>14.172</b>	
Faturamentos	3.356	-	-	-	-	3.356	
Recebimento	(3.264)	(9.764)	(2.617)	(152)	(3)	(15.800)	
Juros	39	444	136	118	-	737	
Desreconhecimento de recebíveis	(3.483)	-	(3)	-	-	(3.486)	
Acordos assinados em 2018	-	-	843	-	-	843	
Deságio em cessão de direitos	-	(509)	-	-	-	(509)	
(Constituição) reversão de PCE	(77)	4	2	(29)	3	(97)	
Baixa de PCE	3.432	16	-	-	-	3.448	
Transferência para ativos mantidos para venda (*)	(23)	(90)	(785)	-	-	(898)	
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>624</b>	<b>-</b>	<b>435</b>	<b>707</b>	<b>-</b>	<b>1.766</b>	
Contas a Receber	864	-	435	736	-	2.035	
PCE	(240)	-	-	(29)	-	(269)	
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>624</b>	<b>-</b>	<b>435</b>	<b>707</b>	<b>-</b>	<b>1.766</b>	

(\*) Valor referente aos recebíveis da BR que foram transferidos para ativos mantidos para venda em 30 de junho de 2019.

**NOTAS EXPLICATIVAS****PETROBRAS**

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

	Contas a Receber	PCE	Total
Partes Relacionadas			
Eletrobras	435	-	435
Amazonas Geração e Transmissão - AmGT	912	(178)	734
	1.347	(178)	1.169
Terceiros			
Cia de Gás do Amazonas - CIGÁS	629	(32)	597
Cia de Eletricidade do Amapá - CEA	59	(59)	-
Outros	-	-	-
	688	(91)	597
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>2.035</b>	<b>(269)</b>	<b>1.766</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>18.778</b>	<b>(4.606)</b>	<b>14.172</b>

Em decorrência da conclusão do processo de privatização das Distribuidoras do Sistema Eletrobras, ocorrido em abril de 2019, todas as condições precedentes previstas nos Instrumentos de Assunção de Dívida – IADs, firmados entre as Distribuidoras e a Petrobras, foram atendidas e, com isso, a Eletrobras passou à condição de devedora de todos os valores em questão.

Em 30 de junho de 2019, o valor de R\$ 898 referente aos recebíveis da Petrobras Distribuidora (BR) foram transferidos para ativos mantidos para venda e posteriormente realizados, com a conclusão da venda adicional de sua participação na BR por meio de uma oferta pública secundária de ações (*follow-on*). Com a conclusão da operação, a Petrobras deixa de ser a controladora da BR, conforme detalhado na nota explicativa 30.

Em 31 de julho de 2019, a Petrobras, Eletrobras e Amazonas Energia solicitaram o encerramento da ação judicial de cobrança, requerida pela Petrobras, em face das devedoras principais (Amazonas Energia e Eletrobras), cuja importância totalizava aproximadamente R\$ 3.192, conforme previsto no acordo extrajudicial firmado entre as partes e os IADs de 3 de dezembro de 2018 (“IAD 2018”). Desta forma, todas as condições precedentes previstas no “IAD 2018” foram preenchidas e a Eletrobras passou à condição de devedora deste IAD, último instrumento que ainda permanecia sob condição suspensiva.

Com isso, os valores controversos bem como a perda de crédito esperadas (PCE) constituída, foram integralmente revertidas, sem impactar o resultado do exercício, considerando que tais valores estavam integralmente reconhecidos como PCE.

O ICD (Instrumento de Confissão de Dívida) firmado entre a Amazonas Energia S/A (devedora), Petrobras (credora) e Eletrobras (garantidora) em 3 de dezembro de 2018, cuja dívida confessada foi posteriormente assumida pela Eletrobras após a implementação de todas as condições suspensivas contidas no IAD firmado na mesma data, após o pré-pagamento realizado pela Eletrobras em 2 de agosto de 2019, no valor de R\$ 1.275, registra saldo em 31 de dezembro de 2019 no valor de R\$ 435.

Todos os demais créditos detidos pela Petrobras face da Eletrobras, originados em repactuações formalizadas por ICDs firmados em dezembro de 2014, que foram integralmente assumidos pela Eletrobras via IADs, quando da privatização das Distribuidoras, não apresentam saldos em aberto em 31 de dezembro de 2019, uma vez que em 20 de setembro de 2019, a Petrobras e o Apolo Fundo de Investimento em Direitos Creditórios celebraram Contrato de Cessão de Direitos Creditórios, sem direito de regresso ou coobrigação, dos créditos contidos nos IADs 2014, pelo valor de R\$ 8.934 com a liquidação financeira ocorrida em 26 de setembro de 2019 e registro de um deságio de R\$ 509, classificado em despesas financeiras.

Em relação ao fornecimento corrente de gás, após a cessão do contrato de comercialização de gás da “Amazonas Energia S/A” para a “Amazonas Geração e Transmissão S/A”, ocorrida em dezembro de 2018, não foram mais registrados atrasos ou inadimplências no pagamento do fornecimento corrente.

### 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 o mesmo possui 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.

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 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.

## 14. Estoques

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Petróleo	15.738	16.081	12.261	13.160
Derivados de petróleo	9.165	10.686	8.661	9.528
Intermediários	2.362	2.364	2.362	2.364
Gás Natural e GNL (*)	699	474	340	399
Biocombustíveis	114	582	65	80
Fertilizantes	112	300	21	193
Total de produtos	28.190	30.487	23.710	25.724
Materiais, suprimentos e outros	4.819	4.335	4.496	3.583
<b>Total</b>	<b>33.009</b>	<b>34.822</b>	<b>28.206</b>	<b>29.307</b>

(\*) 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. No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, houve constituição de provisão R\$ 68 (R\$ 1.595, no exercício findo em 31 de dezembro de 2018).

Em 31 de dezembro de 2019, 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, no valor de R\$ 14.210 (R\$ 17.421 em 31 de dezembro de 2018), conforme nota explicativa 18.

### 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.

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.

Os estoques de petróleo e GNL podem ser comercializados em estado bruto, assim como consumidos no processo de produção de seus derivados e/ou utilizados para geração de energia, respectivamente.

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

## 15. Fornecedores

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Terceiros no país	10.320	15.530	8.775	12.636
Terceiros no exterior	8.243	6.092	2.492	3.071
Partes relacionadas	4.013	2.894	23.186	13.433
<b>Saldo total no Passivo Circulante</b>	<b>22.576</b>	<b>24.516</b>	<b>34.453</b>	<b>29.140</b>



Em 2019, o acréscimo em fornecedores ocorreu em virtude dos desinvestimentos ocorridos no exercício, principalmente TAG, que passou a ser coligada e, conseqüentemente, representada na linha de partes relacionadas, importação de gás natural da Bolívia fornecido pela YPFB, afretamentos de navios (VCR), aumento na importação de petróleo e gás junto a fornecedores no exterior e aumento nas operações com empresas classificadas como operações em conjunto (parcela de participação de outros sócios). Estes efeitos foram compensados pela adoção IFRS 16, que passou a classificar os arrendamentos, anteriormente classificados em fornecedores, como arrendamentos financeiros.

## 16. Tributos

### 16.1. Tributos correntes

#### Imposto de renda e contribuição social

Imposto de renda e contribuição social					Consolidado	
	Ativo Circulante		Passivo Circulante		Passivo Não Circulante	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
No país						
Tributos sobre o lucro	10.018	2.840	288	257	-	-
Programas de regularização de débitos federais	-	-	228	216	2.031	2.139
	10.018	2.840	516	473	2.031	2.139
No exterior	32	23	598	344	-	-
Total	10.050	2.863	1.114	817	2.031	2.139

Demais impostos e contribuições	Ativo circulante		Ativo não circulante		Passivo circulante		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	Passivo não circulante*	31.12.2018
Impostos no país:								
ICMS / ICMS diferido	2.237	3.028	1.469	2.714	3.058	3.574	-	-
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido	1.681	1.714	10.442	10.337	1.014	1.196	176	123
PIS e COFINS - Lei 9.718/98			3.304	3.242				
CIDE	123	84	-	-	182	195	-	-
Participação especial/Royalties	-	-	-	-	7.775	6.807	1.071	-
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	-	-	-	-	937	1.194	-	-
Programas de regularização de débitos federais	-	-	-	-	-	6		-
Outros	129	134	617	612	761	712	905	291
Total no país	4.170	4.960	15.832	16.905	13.727	13.684	2.152	414
Impostos no exterior	67	60	45	54	73	94	-	-
Total	4.237	5.020	15.877	16.959	13.800	13.778	2.152	414

(\*) Os valores de demais impostos e contribuições no passivo não circulante estão classificados em "Outras contas e despesas a pagar".

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

Os créditos de PIS-COFINS diferidos são referentes às aquisições de bens e serviços para ativos em construção "Obras em andamento", uma vez que a legislação 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.

Em 2019, foram reconhecidas provisões para perdas de créditos fiscais a recuperar (ICMS, PIS e COFINS), de curto e longo prazo, no montante aproximado de R\$ 1 bilhão, decorrente, principalmente, de alteração no escopo de projetos de investimento em andamento, refletindo a visão do Plano Estratégico da companhia, assim como por incertezas relacionadas à realização de créditos em operações de comercialização de energia elétrica.

#### 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 2019, o montante atualizado monetariamente é de R\$ 3.304 (R\$ 3.242 em 31 de dezembro de 2018).

## 16.2. Programas de anistias estaduais

No exercício findo em 2019, a Petrobras, em cumprimento ao processo atual de governança e na análise da relação custo e benefício, aderiu a programas de anistias e de remissão estadual para pagamento à vista de débitos de ICMS conforme apresentado a seguir:

Estado	Lei Estadual Decreto nº	Benefícios auferidos	Débitos Existentes (*)	Benefício de Redução	Valor pago, após benefício (**)
BA	14.085/2019	Redução de 90% dos débitos cujos montantes decorram de multas por infrações e de acréscimos moratórios e remissão de 50% créditos de ICMS	1.810	(1.386)	424
PE	414/2019	Redução de 90% dos juros de mora e 43% da multa; e remissão de 50% do crédito do ICMS.	1.352	(904)	448
AM	202/2019	Redução de 90% dos juros de mora e das multas; e remissão de 50% do crédito do ICMS	789	(543)	246
CE	33.135/2019	Redução de 90% dos débitos cujos montantes decorram de multas por infrações e de acréscimos moratórios e remissão de 50% créditos de ICMS	511	(396)	115
AL	5.900/96	Redução de 90% dos juros de mora e das multas; e remissão de 50% do crédito do ICMS	334	(255)	79
SE	40.486/2019	Redução de 90% dos juros de mora e das multas; e remissão de 50% do crédito do ICMS	164	(104)	60
RS	54.853/2019 e 54.887/2019	Redução de 60% dos juros e das multas; redução de 50% do ICMS (obrigação principal) e de 90% dos juros.	305	(232)	73
			5.265	(3.820)	1.445

(\*) R\$ 4,8 bilhões de débitos estavam classificados como perda possível, conforme nota explicativa 19.

(\*\*) Valores reconhecidos em despesas tributárias (R\$ 909), outras (despesas) receitas operacionais (R\$ 405) e despesas financeiras (R\$ 131).

Dentre os débitos de fiscais quitados, a principal matéria refere-se aos Convênios ICMS 7 e 146/2019, aprovados no âmbito do CONFAZ, que, além dos programas de anistia, autorizaram os Estados a instituírem a sistemática do crédito presumido do ICMS para as operações futuras, eliminando o risco de interpretações divergentes entre fisco e contribuinte no que tange à finalidade do bem adquirido (ativo, insumo ou uso e consumo).

## 16.3. Programas de regularização de débitos federais

Em 2018 foi quitada a maior parte dos saldos relativos a débitos incluídos em programas de regularização tributária de débitos, instituídos em 2017, e que possibilitaram à companhia encerrar relevantes disputas judiciais com redução de juros, multas e encargos legais, bem como com utilização de créditos de prejuízo fiscal, junto a Receita Federal do Brasil (RFB), Procuradoria Geral da Fazenda Nacional (PGFN) e de autarquias e fundações públicas federais.

Em 31 de dezembro de 2019, permanece com saldo a pagar o Programa Especial de Regularização Tributária (PERT), que abrangeu o processo judicial relacionado ao auto de infração da RFB sobre a dedutibilidade integral das obrigações assumidas pela companhia em 2008 pelos Termos de Compromisso Financeiros (TCF) celebrados com a Petros e entidades representantes dos empregados na base de cálculo do IRPL e CSLL, considerando que não houve novas adesões a programas de débitos federais.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

A seguir está apresentada a movimentação deste programa:

						Consolidado
	31.12.2018	Pagamento	Prejuízo Fiscal	Atualização Monetária	Outros	31.12.2019
PERT						
IRPJ/CSLL	2.351	(218)	-	122	-	2.255
Outros tributos	4	-	-	-	-	4
<b>Total</b>	<b>2.355</b>	<b>(218)</b>	<b>-</b>	<b>122</b>	<b>-</b>	<b>2.259</b>
Circulante						228
Não Circulante						2.031

Os saldos relativos aos programas de regularização de débitos federais apresentam os prazos de vencimento a seguir:

							Consolidado
	2020	2021	2022	2023	2024	A partir de 2025	Total
PERT	224	224	224	224	224	1.135	2.255

## 16.4. Modelo tributário para a indústria de petróleo e gás – Repetro - Sped

A Lei nº 13.586, promulgada em 2017 definiu um novo modelo de tributação para a indústria de petróleo e gás e, juntamente com o Decreto nº 9.128/2017 e a IN RFB nº 1.781/2017, estabeleceu um novo regime especial para exploração, desenvolvimento e produção de óleo, gás e outros hidrocarbonetos líquidos, chamado Repetro-Sped.

A partir da aplicação deste novo modelo, a companhia espera maior estabilidade legal no setor de petróleo e gás no Brasil, o que pode incentivar maiores investimentos e reduzir o número de litígios envolvendo os participantes do setor.

O Repetro-Sped mantém a suspensão integral dos tributos sobre os bens admitidos temporariamente no país, benefício já previsto no regime Repetro anterior, e amplia a desoneração para bens importados permanentemente no Brasil, mediante aquisição destes em definitivo pela Petrobras e Consórcios brasileiros. Para os bens que já estavam no país em 31 de dezembro de 2017, a companhia iniciou a transferência da propriedade dos ativos de petróleo e gás da PNBV e suas subsidiárias, para a controladora e consórcios no Brasil, que ocorrerá até 2020. Desta forma, em razão dos ativos não mais necessitarem retornar ao exterior ao fim do contrato, houve eliminação dos seus respectivos custos operacionais e financeiros de remoção. O regime expirará em dezembro de 2040. Por conta destas transferências ocorreu uma reestruturação societária das empresas no exterior, conforme mencionado na nota 30.2.

Em 4 de setembro de 2019, foi publicada a IN RFB nº 1.901 que regulamentou o Repetro-Industrialização, criado pela Lei nº 13.586/2017. O regime permite que a empresa beneficiária possa importar ou adquirir no mercado interno, com a suspensão de tributos federais, matérias-primas, produtos intermediários e materiais de embalagem para serem utilizados integralmente no processo produtivo de produto final destinados a empresas beneficiárias do Repetro-Sped.

Na esfera estadual, por deliberação do Conselho Nacional de Políticas Fazendárias (CONFAZ), os estados autorizaram a concessão de incentivos fiscais relacionados ao ICMS incidente, sobre operações abrangidas pelo Repetro-Sped, cabendo a cada unidade federada promover a incorporação desses incentivos em sua ordem normativa interna.

Até o presente momento, os estados que introduziram os incentivos fiscais de ICMS aplicáveis ao Repetro-Sped e autorizados pelo CONFAZ são: Amazonas, Bahia, Ceará, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, São Paulo, Sergipe, Minas Gerais e Piauí.

Finalmente, em 17 de dezembro de 2019 foi publicado o Convênio ICMS 220, que teve por propósito alterar o Convênio ICMS 03/2018, aprimorando as regras até então vigentes para esclarecer diversos pontos como a competência tributária nas operações interestaduais e a responsabilidade dos adquirentes pelo recolhimento do ICMS. Tais alterações foram promovidas para incorporar ao ICMS a sistemática do Repetro-Industrialização, instituída no âmbito federal a partir da IN RFB nº 1.901/2019.

## 16.5. 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	
	2019	2018 - Reapresentado	2019	2018 - Reapresentado
Lucro do exercício antes dos impostos	47.242	38.967	44.329	34.989
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	(16.062)	(13.249)	(15.072)	(11.897)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:				
Juros sobre capital próprio, líquidos	2.944	2.101	2.936	2.101
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	4.193	1.306	-	-
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior (*)	(692)	(139)	(692)	(164)
Incentivos fiscais (**)	1.754	267	123	169
Prejuízos fiscais (***)	(2.695)	(1.825)	-	(14)
Exclusões/(adições) permanentes, líquidas (****)	(6.091)	(4.093)	(1.615)	(2.043)
Outros	249	170	262	245
<b>Imposto de renda e contribuição social</b>	<b>(16.400)</b>	<b>(15.462)</b>	<b>(14.058)</b>	<b>(11.603)</b>
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(11.036)	(1.297)	(11.924)	(398)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(5.364)	(14.165)	(2.133)	(11.205)
<b>Total</b>	<b>(16.400)</b>	<b>(15.462)</b>	<b>(14.057)</b>	<b>(11.603)</b>
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	34,7%	39,7%	31,7%	31,0%

(\*) 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, principalmente, incentivos fiscais obtidos junto as autoridades holandesas.

(\*\*\*) Inclui o valor de R\$ 2.910, referente a provisões para tratamentos fiscais no exterior.

(\*\*\*\*) Inclui equivalência patrimonial, despesa atuarial e efeito sobre acordos judiciais.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

## 16.6. Imposto de renda e contribuição social diferidos – não circulante

### a) A movimentação do imposto de renda e da contribuição social diferidos está apresentada a seguir:

									Consolidado	Controladora	
	Imobilizado		Empréstimos, contas a receber / pagar e financiamentos (**)	Arrendamentos financeiros	Provisão para processos judiciais	Prejuízos fiscais	Estoques	Benefícios concedidos a empregados	Outros	Total	Total
	Custo com prospecção e desmantelamento de áreas	Outros (*)									
Em 1º de janeiro de 2018	(35.370)	(1.641)	5.496	(430)	7.280	19.950	1.883	8.884	1.768	7.820	(2.657)
Reconhecido no resultado do exercício	7.288	(3.880)	(5.339)	(489)	721	(1.114)	(121)	663	(516)	(2.787)	(398)
Reconhecido no patrimônio líquido	-	-	6.919	-	-	-	-	(455)	4	6.468	6.611
Ajuste acumulado de conversão	-	83	(42)	-	-	739	-	-	(15)	765	-
Utilização de créditos tributários	-	-	-	-	-	(4.063)	-	-	(389)	(4.452)	(4.452)
Outros	-	(94)	60	350	6	53	-	33	(374)	34	(132)
Em 31 de dezembro de 2018	(28.082)	(5.532)	7.094	(569)	8.007	15.565	1.762	9.125	478	7.848	(1.028)
Reconhecido no resultado do exercício	5.882	(10.770)	(469)	(11)	(4.496)	(3.549)	875	582	920	(11.036)	(11.924)
Reconhecido no resultado de operações descontinuadas (***)	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.520)	(2.520)	(2.520)
Reconhecido no patrimônio líquido	-	-	(904)	1.269	-	-	-	6.121	-	6.486	6.820
Ajuste acumulado de conversão	-	27	-	-	-	257	(2)	-	(29)	253	-
Utilização de créditos tributários	-	-	-	-	-	(1.309)	-	-	85	(1.224)	(1.224)
Transferência para disponíveis para venda	-	1.828	(227)	71	(359)	(721)	(94)	(889)	(747)	(1.138)	-
Outros	-	(17)	(56)	-	-	(122)	-	(1)	27	(171)	(98)
Em 31 de dezembro de 2019	(22.200)	(14.464)	5.438	760	3.152	10.121	2.541	14.938	(1.786)	(1.502)	(9.974)
Impostos diferidos ativos										10.384	-
Impostos diferidos passivos										(2.536)	(1.028)
Em 31 de dezembro de 2018										7.848	(1.028)
Impostos diferidos ativos										5.593	-
Impostos diferidos passivos										(7.095)	9.974
Em 31 de dezembro de 2019										(1.502)	9.974

(\*) Inclui, principalmente, ajustes de perda no valor de recuperação de ativos, juros capitalizados e ampliação de base de ativos para cálculo de depreciação acelerada.

(\*\*) Os valores reconhecidos como empréstimos, contas a receber/pagar, financiamentos e arrendamentos, referem-se ao efeito tributário sobre a variação cambial registrada em outros resultados abrangentes (hedge de fluxo de caixa), conforme nota explicativa 36.2.

(\*\*\*) Imposto de renda e contribuição social sobre o ganho na remensuração na venda da BR Distribuidora (nota explicativa 30).

O reconhecimento dos créditos fiscais diferidos ativos leva em consideração avaliações de incertezas sobre os tratamentos de tributos sobre o lucro no contexto de leis fiscais aplicáveis, bem como na projeção de lucro tributável para os exercícios subsequentes, sendo tal projeção revisada anualmente. 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 fundamentados nas projeções baseadas no PNG e que não ultrapassam dez anos.

## b) 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) 2020-2024, que tem como principais metas a reestruturação dos negócios, a continuidade do programa de desinvestimentos, a desmobilização de ativos e a redução de gastos operacionais.

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.

Em 31 de dezembro de 2019, 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
2020	3.741	83	-	-
2021	95	158	-	-
2022	187	76	-	-
2023	79	1.161	-	1.697
2024	129	2.842	-	4.290
2025 em diante	1.362	2.775	-	3.987
<b>Parcela registrada contabilmente</b>	<b>5.593</b>	<b>7.095</b>	<b>-</b>	<b>9.974</b>
País	987	-	-	-
Exterior	5.699	-	-	-
<b>Parcela não registrada contabilmente</b>	<b>6.686</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>12.279</b>	<b>7.095</b>	<b>-</b>	<b>9.974</b>

Em 31 de dezembro de 2019, a companhia possuía créditos tributários no exterior não registrados no montante de R\$ 5.699 (R\$ 5.703 em 31 de dezembro de 2018), decorrentes de prejuízos fiscais acumulados, oriundos, principalmente, das atividades de exploração e produção de óleo e gás e refino nos Estados Unidos no valor de R\$ 5.426 (R\$ 5.416 em 31 de dezembro de 2018) e na Espanha no valor de R\$ 273 (R\$ 267 em 2018).

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

Ano	Créditos tributários não registrados
2021	182
2022	6
2023	52
2024	36
2025	14
2026 - 2028	944
2029 - 2031	1.178
2032 - 2034	2.266
2035 - 2037	1.021
<b>Total</b>	<b>5.699</b>

### 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.

**17. 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	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Provisão de férias e 13º salário	2.659	3.025	2.369	2.546
Participação nos lucros ou resultados	65	1.375	-	1.190
Programa de remuneração variável	2.640	1.041	2.537	1.004
Plano de desligamento voluntário (PDV)	565	141	565	58
Salários, encargos e outras provisões	856	844	738	679
<b>Total</b>	<b>6.785</b>	<b>6.426</b>	<b>6.209</b>	<b>5.477</b>
Circulante	6.632	6.426	6.056	5.477
Não circulante	153	-	153	-

**17.1. Remuneração variável****Programa de Prêmio por Performance - PPP**

Em 2019, o Conselho de Administração aprovou para o exercício de 2019 um novo modelo de remuneração variável para todos os empregados da companhia: o Programa de Prêmio por Performance - PPP, que alinhado ao Plano Estratégico, valorizará a meritocracia e trará flexibilidade para um cenário em que a empresa busca mais eficiência e alinhamento às melhores práticas de gestão.



O novo PPP será pago em parcela única, caso a companhia apresente lucro líquido acima de R\$ 10 bilhões no exercício de 2019, e o montante estimado de desembolso dependerá de determinados fatores, como desempenho individual dos empregados e resultado das áreas, além das métricas de desempenho da companhia.

O atual modelo substituiu os demais benefícios relativos à remuneração variável, provisionados e pagos pela companhia, relativos ao exercício 2018, como Participação nos lucros ou resultado – PLR (R\$ 1.639, sendo R\$ 1.608 relacionado a metodologia do grupo Petrobras e R\$ 31 referente as metodologias da Liquigás e FCC) e Programa de remuneração variável de empregados – PRVE (R\$ 1.041).

Em 2019, a companhia provisionou R\$ 2.656 (R\$ 2.533 na Controladora) referente a remuneração variável de 2019 dos empregados, registrado em outras despesas operacionais.

## 17.2. Plano de desligamento voluntário (PDV)

Em 24 de abril de 2019, o Conselho de Administração da companhia aprovou Programa de Desligamento Voluntário (PDV). O período de adesões ao PDV ocorre entre 2 de maio de 2019 até 30 de junho de 2020, para os empregados da Petrobras, que até o término do período de inscrições, estejam aposentados pelo INSS. O programa visa atingir o objetivo de adequação do efetivo e otimização de custos previstos em seu Plano de Negócios e Gestão 2019-2023.

O reconhecimento da provisão para gastos com este plano ocorrerá na medida em que os empregados realizarem a adesão. Desta forma, a companhia já registrou a adesão de 3.045 empregados neste plano e o desligamento de 966 empregados.

Adicionalmente, a companhia lançou dois novos programas de desligamento voluntário com as mesmas vantagens legais e indenização do PDV 2019, porém destinados aos empregados não aposentados e com regimentos próprios. Estes programas estão voltados para as áreas Corporativas e para as Unidades em processo de desinvestimento.

O PDV Corporativo já registrou adesão de 243 e o desligamento de 28 empregados. O PDV das Unidades é aberto à medida que os ativos são desinvestidos.

A movimentação da provisão em 31 de dezembro de 2019, está representada a seguir:

	Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018
Saldo inicial	141	112
Operações descontinuadas	(83)	-
Inscritos no PDV	798	75
Revisão de provisão (desistências / atualização)	(8)	9
Utilização por desligamento	(283)	(55)
<b>Saldo final</b>	<b>565</b>	<b>141</b>
Circulante	394	141
Não circulante	171	-

## 18. Benefícios pós-emprego – Planos de pensão e saúde

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

	Consolidado		Controladora	
	2019	2018	2019	2018
<b>Passivo</b>				
Plano de pensão Petros Repactuados	41.239	27.711	41.239	26.136
Plano de pensão Petros Não Repactuados	13.154	11.161	13.154	10.466
Plano de pensão Petros 2	3.987	1.591	3.455	1.295
Plano de saúde AMS	48.312	47.411	46.921	43.980
Outros planos	98	275	-	-
<b>Total</b>	<b>106.790</b>	<b>88.149</b>	<b>104.769</b>	<b>81.877</b>
<b>Circulante</b>	<b>3.577</b>	<b>3.137</b>	<b>3.577</b>	<b>2.976</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>103.213</b>	<b>85.012</b>	<b>101.192</b>	<b>78.901</b>
<b>Total</b>	<b>106.790</b>	<b>88.149</b>	<b>104.769</b>	<b>81.877</b>

Com o desinvestimento na BR Distribuidora em 25 de julho de 2019, o passivo atuarial dessa empresa deixou de ser considerado no saldo das obrigações de benefícios pós emprego da Petrobras em 31 de dezembro de 2019 e na apuração de eventual déficit no plano de benefício definido este deverá ser equacionado por participantes e patrocinadores observada a proporção das suas contribuições ao plano, conforme Lei complementar nº 109/2001.

### a) 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.

#### a.1) Plano Petros Repactuados e Não Repactuados

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, e direcionados atualmente aos empregados da Petrobras e da coligada Petrobras Distribuidora – BR. 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 agosto de 2019, o Conselho de Administração aprovou a liquidação antecipada de parte do Termo de Compromisso Financeiro (TCF) com a Petros no valor de R\$ 2.738, sendo R\$ 2.080 no PPSP-R e R\$ 658 no PPSP-NR. O pagamento integral do valor, que ocorreria apenas em 2028, ocorreu antecipadamente pela companhia com a finalidade de melhoria da liquidez dos planos.

Em 31 de dezembro de 2019, os saldos do TCF, Termos de Compromisso Financeiro - TCF, assinados em 2008 pela companhia e a Fundação Petros para cobrir obrigações dos planos (PPSP-R e PPSP-NR), totalizavam R\$ 9.126 e R\$ 4.901, respectivamente. 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\$ 14.210.

Para o exercício de 2020, para os planos PPSP-R e PPSP-NR, as contribuições esperadas somaram R\$ 995 e R\$ 468 e o pagamento de juros sobre os TCFs, R\$ 409 e R\$ 188, respectivamente.

A duração média do passivo atuarial dos planos PPSP-R e PPSP-NR, em 31 de dezembro de 2019, é de 13,78 anos e 11,05 anos, respectivamente (13,08 anos e 11,69 anos em 31 de dezembro de 2018, respectivamente).

**Cisão dos Planos PPSP - Repactuados (PPSP-R) e PPSP – Não Repactuados (PPSP-NR)**

Em 27 de dezembro de 2019, a Previc autorizou a cisão dos planos PPSP-R e PPSP-NR em mais dois novos planos, com o objetivo de agrupar os participantes do Grupo Pré-70 no PPSP-R Pré-70 e no PPSP-NR Pré-70.

O Grupo Pré-70 é formado por empregados e ex-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.

Em 31 de dezembro de 2019, o saldo do passivo atuarial relativo o grupo Pré-70 (PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70) representa 7% e 22% do saldo do passivo atuarial dos planos Repactuados e Não Repactuados, respectivamente.

A partir do 1º trimestre de 2020, a movimentação das obrigações atuariais do grupo Pré-70 reconhecidos no balanço patrimonial será evidenciada de forma segregada em dois planos independentes, PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

**Plano de equacionamento do déficit do Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP)**

O déficit de R\$ 22,6 bilhões acumulado até o exercício de 2015, atualizado até dezembro de 2017, com base na meta atuarial (IPCA + 5,70% a.a.), para R\$ 27,3 bilhões está sendo equacionado com base nas regras estabelecidas no Plano de equacionamento do déficit (PED), aprovado pelo Conselho Deliberativo da Petros, em 12 de setembro de 2017, e apreciado pelo Conselho de Administração da Petrobras e pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST).

As contribuições extras por parte dos participantes e patrocinadoras, decorrentes do resultado deficitário do Plano Petros do Sistema Petrobras – PPSP, relativo ao exercício de 2015, iniciaram em março de 2018, exceto as que se encontram suspensas por força de decisão judicial, que até 31 de dezembro de 2019, somavam R\$ 1.735 (R\$ 878 em 31 de dezembro de 2018). Todavia, todas as sentenças foram favoráveis à manutenção do plano de equacionamento aprovado pelo Conselho Deliberativo da Petros. No período de janeiro a dezembro de 2019, a companhia desembolsou R\$ 1.008 em contribuições referentes ao PED.

Conforme as Leis Complementares 108/2001 e 109/2001, bem como a Resolução do Conselho de Gestão de Previdência Complementar - CGPC 26/2008, o déficit deve ser equacionado paritariamente entre as patrocinadoras (Petrobras, Petrobras Distribuidora -BR e Fundação Petros) e os participantes e assistidos do PPSP.

O déficit apurado no PPSP foi transferido para os planos PPSP-R e PPSP-NR em função da cisão ocorrida em 1º de abril de 2018.

Em 29 de março de 2019, o Conselho Deliberativo da Fundação Petros aprovou as demonstrações financeiras do exercício de 2018 com déficits acumulados de R\$ 5,6 bilhões e R\$ 2,8 bilhões para os planos Petros do Sistema Petrobras – Repactuados (PPSP-R) e Não Repactuados (PPSP-NR), respectivamente, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis às entidades reguladas pelo Conselho Nacional de Previdência Complementar (CNPc).

**Novo PED**

Em função dos déficits acumulados em 2018 terem superado o limite legal, será necessário que a Fundação Petros implemente um novo plano de equacionamento até março de 2020, conforme prazo estendido pela Previc, no dia 27 de dezembro de 2019.

A Fundação Petros vem trabalhando na implementação do Novo PED, uma alternativa de plano de equacionamento com o objetivo de buscar o reequilíbrio dos planos PPSP-R e PPSP-NR, que inclui o déficit de 2015 e o de 2018, além de reduzir o impacto financeiro das contribuições extraordinárias mensais dos participantes.

A solução inclui alteração de alguns direitos e mudanças no regulamento dos dois planos, destinados aos participantes ativos e assistidos não pertencentes ao Grupo Pré-70. Os valores a serem equacionados e as condições de pagamento estão sendo avaliados e seguirão os trâmites de aprovação interna e em seguida, a Petrobras deverá submetê-lo à análise da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest).

O recálculo do passivo atuarial está sendo realizado pelos atuários independentes, através de uma revisão intermediária, cujo efeito será reconhecido nas demonstrações financeiras, quando da aprovação do Novo PED. A previsão é que a aprovação ocorra ainda no primeiro trimestre de 2020 para implementação da cobrança com as novas alíquotas de contribuição a partir de abril.

### **a.2) Plano Petros 2**

O Plano Petros 2 foi implementado em julho de 2007, na modalidade de contribuição variável, pela Petrobras e algumas controladas e coligada Petrobras Distribuidora – BR, que assumiram o serviço passado das contribuições correspondentes ao período em que os participantes estiveram sem plano, a partir de agosto de 2002, ou da admissão posterior, até 29 de agosto de 2007. O plano é direcionado atualmente aos empregados da Petrobras, Petrobras Distribuidora – BR, Stratura Asfaltos, Termobahia, Termomacaé, Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A. – TBG, Petrobras Transporte S.A. – Transpetro, Petrobras Biocombustível e Araucária Nitrogenados. O Plano Petros 2 está aberto para novas adesões, sem o pagamento de serviço passado.

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. Em 2019, a contribuição da companhia para parcela de contribuição definida totalizou R\$ 976 (R\$ 887 na Controladora).

A parcela da contribuição com característica de benefício definido está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2020, 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 2020, são de R\$ 1.035 (R\$ 920 na Controladora), referentes à parcela de contribuição definida.

A duração média do passivo atuarial do plano, em 31 de dezembro de 2019, é de 23,34 anos (19,68 anos em 31 de dezembro de 2018, representado para melhor comparabilidade).

### **a.3) Plano PP3**

Em 18 de dezembro de 2018, o Conselho de Administração aprovou proposta de um novo plano de previdência com característica de contribuição definida a ser ofertado, para adesão individual e voluntária, aos participantes e assistidos dos planos Petros do Sistema Petrobras Repactuado (PPSP-R) e Petros do Sistema Petrobras Não Repactuado (PPSP-NR).

A possibilidade de migração dos participantes só será aberta depois que a proposta do novo plano for analisada e aprovada por todas as instâncias competentes. A proposta já foi aprovada pelo Conselho Deliberativo da Petros e pelo Conselho de Administração da Petrobras e aguarda aprovação da Superintendência Nacional de Previdência Complementar (Previc) e pela Secretaria de Coordenação e Governança das Estatais (Sest).

O participante que decidir migrar, terá seu novo benefício recalculado com base na sua reserva individual apurada no momento da migração, líquida do valor do plano de equacionamento e dos déficits ainda não equacionados até o momento da migração. Desta forma, cada participante terá uma conta individual, e o valor do benefício de aposentadoria dependerá do saldo acumulado, sendo recalculado anualmente em função do resultado dos investimentos.

A abertura para migração ao plano PP-3 está estimada para ocorrer no primeiro semestre de 2020.

#### a.4) Outros planos

A companhia também patrocina outros planos de pensão e saúde no país e no exterior. A maioria desses planos possui saldos de passivos atuariais superiores aos ativos garantidores e os ativos são mantidos em trustes, fundações ou entidades similares que são regidas pelas regulamentações locais.

#### b) Ativos dos planos de pensão

A estratégia de investimentos para ativos dos planos de benefícios é reflexo de uma visão de longo prazo, de uma avaliação dos riscos inerentes às diversas classes de ativos, bem como do uso da utilização da diversificação como mecanismo de redução de risco da carteira. A carteira de ativos do plano deverá obedecer às normas definidas pelo Conselho Monetário Nacional.

A Fundação Petros elabora Políticas de Investimentos que têm a função de nortear a gestão de investimento para períodos de cinco anos, que são revisadas anualmente. O modelo de ALM – *Asset and Liability Management* é utilizado para resolver descasamentos de fluxo de caixa líquido dos planos de benefícios por ela administrados, considerando parâmetros de liquidez e solvência, adotando-se nas simulações o horizonte de 30 anos.

Segmento	PPSP-R		PPSP-NR		PP2	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Renda fixa	20%	100%	20%	100%	-	100%
Renda variável	-	45%	-	45%	-	45%
Investimentos estruturados	-	40%	-	40%	-	40%
Imóveis	-	10%	-	10%	-	10%
Empréstimos a participantes	-	15%	-	15%	-	15%
Investimentos no exterior	-	10%	-	5%	-	10%

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

Categoria do Ativo	2019				Consolidado 2018	
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	%	Valor justo total(*)	%
Recebíveis	-	3.881	3.881	7	4.211	9
Renda fixa	24.908	10.509	35.417	62	30.072	61
Títulos públicos	24.908	-	24.908	-	25.272	-
Fundos de renda fixa	-	6.482	6.482	-	3.642	-
Outros investimentos	-	4.027	4.027	-	1.158	-
Renda variável	11.095	615	11.710	21	8.555	17
Ações à vista	11.095	-	11.095	-	8.063	-
Outros investimentos	-	615	615	-	492	-
Investimentos Estruturados	-	747	747	1	920	2
Imóveis	-	3.090	3.090	6	3.214	7
<b>Total</b>	<b>36.003</b>	<b>18.842</b>	<b>54.845</b>	<b>97</b>	<b>46.972</b>	<b>96</b>
Empréstimos a participantes	-	1.891	1.891	3	2.064	4
<b>Total</b>	<b>36.003</b>	<b>20.733</b>	<b>56.736</b>	<b>100</b>	<b>49.036</b>	<b>100</b>

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

Em 31 de dezembro de 2019, os investimentos incluem debêntures, no valor de R\$ 43, além de ações ordinárias, no valor de R\$ 6, todos emitidos por empresas do Sistema Petrobras, e imóveis alugados pela companhia no valor de R\$ 1.379.

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

**c) Plano de Saúde - Assistência Multidisciplinar de Saúde (AMS)**

A Petrobras, a coligada Petrobras Distribuidora - BR, Petrobras Transporte S.A. – Transpetro, Petrobras Biocombustível, Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A. – TBG e Termobahia mantêm 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 na proporção de 70% (setenta por cento) e os 30% (trinta por cento) restantes pelos beneficiários, nas formas previstas no acordo coletivo de trabalho.

A duração média do passivo atuarial do plano, em 31 de dezembro de 2019, é de 21,64 anos (22,24 anos em 31 de dezembro de 2018).

**Resoluções CGPAR**

Em 18 de janeiro de 2018, a Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administração de Participações da União (CGPAR), através das Resoluções CGPAR nº 22 e 23 de 18 de janeiro de 2018, estabeleceu diretrizes e parâmetros de governança e de limites de custeio das empresas estatais federais sobre benefícios de assistência à saúde na modalidade de autogestão.

O objetivo principal das resoluções é viabilizar a sustentabilidade e o equilíbrio econômico-financeiro e atuarial dos planos de saúde das empresas estatais.

A companhia tem até 48 meses para adequação do seu plano de saúde AMS às novas regras e está avaliando os impactos que a implementação da Resolução CGPAR nº 23 poderá causar, dentre eles, uma provável redução no passivo atuarial, tendo em vista a mudança da regra de participação da empresa no custeio do plano, que passará a respeitar limite paritário, entre a companhia e os participantes.

**d) Obrigações e despesas líquidas atuariais, calculados por atuários independentes, e valor justo dos ativos dos planos**

As informações de outros planos foram agregadas, uma vez que o total de ativos e obrigações destes planos não são significativos.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

#### e) Movimentação das obrigações atuariais, do valor justo dos ativos e dos valores reconhecidos no balanço patrimonial.

						2019				Consolidado 2018	
	Planos de pensão			Plano de saúde - AMS	Outros planos	Total	Planos de pensão		Plano de saúde - AMS	Outros planos	Total
	Petros Repactuados (*)	Petros Não Repactuados (*)	Petros 2				Petros	Petros 2			
Movimentação do valor presente das obrigações atuariais											
Obrigação atuarial no início do exercício	64.665	20.816	3.861	47.411	432	137.185	82.968	2.935	35.732	281	121.916
Operações descontinuadas	(3.519)	(1.199)	(230)	(2.569)	(3)	(7.520)	-	-	-	-	-
Custo dos juros	5.355	1.701	328	4.037	25	11.446	7.665	278	3.361	25	11.329
Custo do serviço	200	24	154	813	8	1.199	305	121	565	18	1.009
Contribuições de participantes	324	62	-	-	1	387	482	-	-	1	483
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(4.326)	(1.656)	(132)	(1.745)	(7)	(7.866)	(7.942)	(127)	(1.667)	(10)	(9.746)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência (**)	4.793	72	(139)	(10.246)	(29)	(5.549)	(4.133)	30	(421)	-	(4.524)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	184	243	(175)	(694)	(5)	(447)	293	-	642	1	936
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	16.644	3.938	3.074	11.305	61	35.022	5.843	624	9.199	(7)	15.659
Outros	-	-	-	-	(331)	(331)	-	-	-	123	123
<b>Obrigação atuarial no fim do exercício</b>	<b>84.320</b>	<b>24.001</b>	<b>6.741</b>	<b>48.312</b>	<b>152</b>	<b>163.526</b>	<b>85.481</b>	<b>3.861</b>	<b>47.411</b>	<b>432</b>	<b>137.185</b>
Movimentação no valor justo dos ativos do plano											
Ativos do plano no início do exercício	36.954	9.655	2.270	-	157	49.036	47.481	2.074	-	149	49.704
Operações descontinuadas	(1.945)	(505)	(162)	-	-	(2.612)	-	-	-	-	-
Receita de juros	3.342	891	188	-	7	4.428	4.366	195	-	7	4.568
Contribuições pagas pela empresa	1.350	428	-	1.745	28	3.551	1.448	-	1.667	11	3.126
Contribuições de participantes	324	62	-	-	1	387	482	-	-	1	483
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	2.862	1.076	-	-	-	3.938	738	-	-	-	738
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(4.326)	(1.656)	(132)	(1.745)	(7)	(7.866)	(7.942)	(127)	(1.667)	(10)	(9.746)
Remensuração: Retorno sobre os ativos excedente a receita de juros	4.520	896	590	-	9	6.015	36	128	-	(13)	151
Outros	-	-	-	-	(141)	(141)	-	-	-	12	12
<b>Ativos do plano no fim do exercício</b>	<b>43.081</b>	<b>10.847</b>	<b>2.754</b>	<b>-</b>	<b>54</b>	<b>56.736</b>	<b>46.609</b>	<b>2.270</b>	<b>-</b>	<b>157</b>	<b>49.036</b>
Valores reconhecidos no balanço patrimonial											
Valor presente das obrigações	84.320	24.001	6.741	48.312	152	163.526	85.481	3.861	47.411	432	137.185
(-) Valor justo dos ativos do plano	(43.081)	(10.847)	(2.754)	-	(54)	(56.736)	(46.609)	(2.270)	-	(157)	(49.036)
<b>Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro</b>	<b>41.239</b>	<b>13.154</b>	<b>3.987</b>	<b>48.312</b>	<b>98</b>	<b>106.790</b>	<b>38.872</b>	<b>1.591</b>	<b>47.411</b>	<b>275</b>	<b>88.149</b>
Movimentação do passivo atuarial líquido											
Saldo em 1º de janeiro	27.711	11.161	1.591	47.411	275	88.149	35.487	861	35.732	132	72.212
Operações descontinuadas	(1.574)	(694)	(68)	(2.569)	(3)	(4.908)	-	-	-	-	-
Efeitos de remensuração reconhecidos em ORA	17.101	3.357	2.170	365	18	23.011	1.967	526	9.420	7	11.920
Custo do serviço	200	24	154	813	8	1.199	305	121	565	18	1.009
Juros líquidos sobre passivo/(ativo) líquido	2.013	810	140	4.037	18	7.018	3.299	83	3.361	18	6.761
Pagamento de contribuições	(1.350)	(428)	-	(1.745)	(28)	(3.551)	(1.448)	-	(1.667)	(11)	(3.126)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(2.862)	(1.076)	-	-	-	(3.938)	(738)	-	-	-	(738)
Outros	-	-	-	-	(190)	(190)	-	-	-	111	111
<b>Saldo em 31 de dezembro</b>	<b>41.239</b>	<b>13.154</b>	<b>3.987</b>	<b>48.312</b>	<b>98</b>	<b>106.790</b>	<b>38.872</b>	<b>1.591</b>	<b>47.411</b>	<b>275</b>	<b>88.149</b>

(\*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70, PPSP-R Pós-70, PPSP-NR Pré-70 e PPSP-NR Pós-70.

(\*\*) Inclui efeito das contribuições extraordinárias dos participantes em função do equacionamento do déficit com plano de pensão Petros conforme nota explicativa 23.a.1

Em 2019, o aumento do passivo atuarial reflete, basicamente, o efeito das variações nas premissas financeiras impactadas pela redução da taxa de desconto, compensada pelo ganho atuarial nas premissas por experiência no plano AMS. Este ganho é decorrente da implementação do limitador de gastos cobertos pela companhia, de 70%, conforme acordo coletivo, acrescido do alto retorno sobre os ativos nos planos PPSP-R de 23,1%, PPSP-NR de 22,3% e PP2 de 14,6% obtidos acima da meta atuarial de 9,8%.



## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

#### f) Componentes da despesa com planos de benefício definido

	Planos de pensão				Saúde		Consolidado Total
	PPSP	PPSP-R	PPSP-NR	Petros 2	A M S	Outros Planos	
							2019
Relativa a empregados ativos (custeio e resultado)	-	635	108	231	1.833	19	2.826
Relativa aos assistidos (outras despesas operacionais)	-	1.578	726	63	3.017	7	5.391
<b>Custo líquido acumulado 2019</b>	<b>-</b>	<b>2.213</b>	<b>834</b>	<b>294</b>	<b>4.850</b>	<b>26</b>	<b>8.217</b>
							2018
Relativa a empregados ativos (custeio e resultado)	204	494	128	160	1.226	30	2.242
Relativa aos assistidos (outras despesas operacionais)	646	1.450	480	36	2.471	6	5.089
<b>Custo líquido acumulado 2018 - Reapresentado</b>	<b>850</b>	<b>1.944</b>	<b>608</b>	<b>196</b>	<b>3.697</b>	<b>36</b>	<b>7.331</b>

#### g) Análise de sensibilidade

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

	Taxa de desconto		Taxa de variação de custos médicos e hospitalares		Consolidado
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	
Obrigação atuarial	(12.877)	17.914	(6.543)	8.354	(4.718)
Custo do serviço e juros	63	365	(284)	346	(488)

#### h) Principais premissas atuariais adotadas no cálculo

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

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

	2018			
	PPSP-R	PPSP-NR	PP2	AMS
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação)	9,11%	9,08%	9,22%	9,16%
Taxa de crescimento salarial Nominal(Real + Inflação) (2)	5,55%	5,40%	7,28%	conforme plano previdenciário
	5,33%	5,24%	6,84%	
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	12,03% a 4% a.a.
Tábua de mortalidade geral	EX-PETROS 2013 (bidecremental)	EX-PETROS 2017 (bidecremental)	AT-2000 feminina suavizada em 10%	EX-PETROS 2013 (bidecremental)
Tábua de entrada em invalidez	Grupo americana	Grupo americana	Grupo americana desgravada em 40%	Grupo americana
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 masculina	AT-49 masculina	IAPB 1957 forte	AT-49 masculina
Idade de entrada na aposentadoria	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 2019 e atingindo 3,5% de 2026 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.

## i) Perfil de vencimento da obrigação

	2019					
	Plano de pensão			Saúde	Outros planos	Total
	PPSP-R	PPSP-NR	PP2	AMS		
Até 1 ano	4.287	1.794	142	1.524	4	7.751
De 1 a 5 anos	20.227	8.023	738	8.499	21	37.508
De 6 a 10 anos	16.789	6.262	753	8.601	24	32.429
De 11 a 15 anos	13.114	4.517	760	7.616	24	26.031
Acima de 15 anos	29.903	3.405	4.348	22.072	79	59.807
<b>Total</b>	<b>84.320</b>	<b>24.001</b>	<b>6.741</b>	<b>48.312</b>	<b>152</b>	<b>163.526</b>

## 18.1. Outros planos de contribuição definida

A Petrobras, por meio de suas controladas no país e no exterior, também patrocina outros planos de aposentadoria de contribuição definida aos empregados. As contribuições pagas no exercício de 2019, reconhecidas no resultado, totalizaram R\$ 7.

### 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 líquido de passivo (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.

## 19. Processos judiciais e contingências

### 19.1. 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); (ii) diferenças de cálculo dos reflexos das horas extras nos repousos semanais remunerados; e (iii) ações de terceirizados.
- Processos fiscais, incluindo: (i) não homologação de compensações de tributos federais; e (ii) cobrança e creditamento de ICMS diversos.
- Processos cíveis referentes a: (i) cobrança de royalties sobre a atividade de extração de xisto; (ii) reclamação por indenização de lucro cessante; (iii) multas aplicadas pela ANP relativas a sistemas de medição, e (iv) litígios envolvendo a empresa Sete Brasil.
- Processos ambientais de indenização referente ao acidente ambiental ocorrido em 2000 no Estado do Paraná.

Os valores provisionados são os seguintes:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
<b>Passivo circulante e não circulante</b>				
Processos trabalhistas	3.608	4.236	3.374	3.661
Processos fiscais	1.865	1.901	1.788	1.574
Processos cíveis	6.138	22.126	5.786	16.602
Processos ambientais	935	432	935	420
<b>Total</b>	<b>12.546</b>	<b>28.695</b>	<b>11.883</b>	<b>22.257</b>
Passivo circulante	-	13.493	-	11.673
Passivo não circulante	12.546	15.202	11.883	10.584

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Saldo inicial	28.695	23.241	22.257	19.077
Adição, líquida de reversão	4.449	4.834	4.273	2.855
Utilização (*)	(21.050)	(2.399)	(16.095)	(2.174)
Atualização	1.492	2.680	1.448	2.499
Transferência para mantidos para venda	(1.136)	41	-	-
Outros	96	298	-	-
<b>Saldo final</b>	<b>12.546</b>	<b>28.695</b>	<b>11.883</b>	<b>22.257</b>

(\*) Inclui o valor de R\$ 11.655 pela homologação definitiva do Acordo da *Class Action*, R\$ 3.576 referente ao Parque das Baleias e R\$ 2.700 referente ao processo arbitral do navio-sonda Titanium Explorer.

Na preparação das demonstrações financeiras do período findo em 31 de dezembro de 2019, 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.

No período de janeiro a dezembro de 2019, a adição no passivo decorre principalmente de alterações para provável nos seguintes casos: (i) litígios envolvendo a empresa Sete Brasil no valor de R\$ 2.828, incluindo redução da estimativa de perda no quarto trimestre, em razão de sentença arbitral favorável à Petrobras; (ii) termo de ajustamento de conduta referente ao licenciamento ambiental do Comperj no valor de R\$ 814 no segundo trimestre, transferido para outras contas e despesas a pagar no terceiro trimestre em função da efetivação do TAC entre as partes; (iii) débitos de ICMS no âmbito do Convênio ICMS 7/2019 nos estados da Bahia e Ceará no valor de R\$ 367; (v) indenização referente ao acidente ambiental ocorrido em 2000 no Estado do Paraná no valor de R\$ 615; e (vi) ação para anulação de cobrança de participações governamentais de R\$ 261.

## 19.2. 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	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Fiscais	23.885	17.682	23.809	16.733
Trabalhistas	4.258	4.500	4.085	4.104
Cíveis	4.361	3.188	4.347	3.043
Ambientais	645	621	620	596
Outros	49	12	-	-
<b>Total</b>	<b>33.198</b>	<b>26.003</b>	<b>32.861</b>	<b>24.476</b>

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Saldo inicial	26.003	18.465	24.476	17.085
Adição, líquido de reversão	7.942	6.700	7.796	6.587
Utilização	(739)	(315)	(685)	(214)
Atualização de juros	1.300	1.069	1.274	1.018
Transferência para mantidos para venda	(1.305)	-	-	-
Outros	(3)	84	-	-
<b>Saldo final</b>	<b>33.198</b>	<b>26.003</b>	<b>32.861</b>	<b>24.476</b>

No exercício de 2019, a companhia realizou depósitos judiciais no montante de R\$ 7.942, incluindo: (i) R\$ 2,8 bilhões referentes a afretamento de plataformas pela discussão jurídica relacionada a incidência do IRRF; (ii) R\$ 1,8 bilhão referente 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\$ 0,7 bilhão referente a questionamentos da ANP sobre diferenças no cálculo de royalties e participação especial; (iv) R\$ 0,7 bilhão referente ao processo de natureza cível relacionado ao crédito de IPI. Em contrapartida, houve a redução de R\$ 1,3 bilhão, principalmente pela operação de venda de participação na Petrobras Distribuidora - BR.

## 19.3. 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.

Os passivos contingentes, acrescidos de juros e atualização monetária, estimados para os processos judiciais em 31 de dezembro de 2019, cuja probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

**NOTAS EXPLICATIVAS****PETROBRAS**

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

Natureza	Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018
Fiscais	130.499	144.491
Trabalhistas	39.235	33.396
Cíveis - Gerais	24.097	25.336
Cíveis - Ambientais	6.352	16.357
Outras	-	-
<b>Total</b>	<b>200.183</b>	<b>219.580</b>

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

**Descrição dos processos de natureza fiscal**

	Estimativa	
	31.12.2019	31.12.2018
<b>Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil.</b>		
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.	46.884	44.822
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. Em 2019, a companhia recebeu novo auto de infração.	21.057	20.179
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.	4.106	12.227
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.	4.000	3.599
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.	2.333	2.280
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.	2.160	2.100
<b>Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Marataízes, Linhares, Vila Velha e Vitória.</b>		
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.	5.039	4.353
<b>Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, RJ, BA, PA, AL, MA e PB.</b>		
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.	4.799	5.125
<b>Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ e AL.</b>		
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.	4.426	4.641
<b>Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, AL, AM, PA, BA, GO, MA, SP e PE.</b>		
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. Houve a inclusão de novas autuações em 2019.	4.265	3.649
<b>Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de RJ.</b>		
11) Cobrança de ICMS pelo Estado do Rio de Janeiro ao argumento de que as transferências sem destaque de ICMS com fundamento no Regime Especial reduziu o total de créditos do estabelecimento centralizador.		
Situação atual: Autuações lavradas com apresentação de defesa administrativa na forma de impugnação. O processo segue em primeira instância, pendente de julgamento.	3.986	3.101
<b>Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados de SP e RS.</b>		
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.		
Situação atual: A questão envolve processos nas esferas judicial e administrativa, além de três ações cíveis originárias em trâmite no Supremo Tribunal Federal.	2.581	2.868

**NOTAS EXPLICATIVAS****PETROBRAS**

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

**Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, SP, PR, RO e MG.**

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.

2.555

3.738

**Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de MT, GO, RJ, PA, CE, BA, SE, AL, RN, 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. Houve novas lavraturas de autos de infração em 2019, compensadas, em parte, com a inclusão de débitos de ICMS nos programas de anistias estaduais.

2.428

2.281

**Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do PR, AM, BA, ES, PA, PE, SP, PB 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. Redução de exposição devido inclusão de débitos de ICMS nos programas de anistias estaduais.

2.300

3.448

**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. Em 2019, obtivemos decisão definitiva favorável que reduziu a exposição.

2.277

2.552

**Autor: Secretaria de Fazenda dos Estados do RJ, SP, ES, BA, PE, RS, AL, SE, CE e RN.**

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. Redução da exposição devido à inclusão de débitos de ICMS nos programas de anistias estaduais.

2.267

3.487

**Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, SP, SE e BA.**

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. Houve redução da exposição em razão de decisão definitiva favorável, em 2019.

2.059

2.197

**Autor: Secretarias da Fazenda do Estado de BA.**

19) Cobrança de ICMS sobre as vendas interestaduais de gás natural com destino às distribuidoras localizadas em seu Estado. A fiscalização entende que as operações seriam de transferência, uma vez que as atividades realizadas no city-gate são de industrialização, caracterizando-o como um estabelecimento e consequentemente exigindo a diferença entre o imposto incidente na operação de venda e de transferência.

Situação atual: A questão envolve processos na esfera judicial. Redução de exposição devido à inclusão de débitos de ICMS nos programas de anistias estaduais.

33

1.177

**Autor: Estados de GO, PA, RJ, RR, SC, SP e TO.**

20) Cobrança de ICMS-ST sobre remessa e devolução simbólica de querosene de aviação à estabelecimento varejista que, no entendimento da fiscalização, há retenção e o recolhimento do ICMS-ST pelas operações posteriores por se tratar de remessa para contribuinte varejista estabelecido no Estado.

Situação atual: A exposição foi zerada em função da operação de *follow-on* da Petrobras Distribuidora em julho de 2019.

-

1.445

21) Processos diversos de natureza fiscal.

10.944

15.222

**Total de processos de natureza fiscal**

130.499

144.491

**Descrição dos processos de natureza trabalhista****Estimativa****31.12.2019****31.12.2018****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 o recurso de Embargos de Declaração da decisão, que foram rejeitados pelo TST. A companhia interporá o recurso cabível. No dia 26/07/2018, o Supremo Tribunal Federal, em decisão singular, 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 confirmou a decisão singular de um Ministro desta Corte e estendeu a decisão às ações rescisórias em curso sobre a matéria, as quais devem permanecer suspensas nos Tribunais em que se encontrem.

31.164

24.233

**Autor: Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense – SINDIPETRO/NF.**

2) O Autor objetiva a condenação da companhia a remunerar como extraordinária a jornada de trabalho que ultrapassar o limite de 12 horas diárias de trabalho efetivo em regime de sobreaviso. Pretende, ainda, que a companhia seja obrigada a respeitar o limite de 12 horas de efetivo trabalho em regime de sobreaviso e o intervalo interjornada de 11 horas, sob pena de multa diária.

Situação atual: Transferência para perda remota em função da decisão do TST que negou seguimento ao recurso de Embargos do Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense - SINDIPETRO/NF.

55

1.362

3) Processos diversos de natureza trabalhista.

8.016

7.801

**Total de processos de natureza trabalhista**

39.235

33.396

**NOTAS EXPLICATIVAS****PETROBRAS**

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

**Descrição dos processos de natureza cível**

	<b>Estimativa</b>	
	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
<b>Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP.</b>		
1) Processos administrativos que discutem diferença de participação especial e royalties em campos diversos. Também inclui discussão por multas aplicadas pela ANP por suposto descumprimento de programa exploratório mínimo e irregularidades no cumprimento de normas aplicáveis à indústria do petróleo.		
Situação atual: As questões envolvem processos em fase administrativa e fase judicial diversas.	6.126	6.442
2) Processos que discutem a determinação da ANP de: unificar os campos de Lula 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) Lula/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.	1.576	1.112
<b>Autor: Diversos autores no país e EIG Management Company nos Estados Unidos.</b>		
3) Arbitragens no país e ação judicial nos Estados Unidos relativos à Sete Brasil Participações S.A. ("Sete")		
Situação atual: A Petrobras litiga em diversas arbitragens sobre o caso Sete Brasil, as quais são confidenciais. A ação judicial proposta pela EIG e afiliadas alega 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". A Corte Federal do Distrito de Colúmbia acolheu em parte a defesa preliminar da Petrobras ( <i>motion to dismiss</i> ). A Petrobras recorreu da parte da decisão referente à sua defesa preliminar que lhe foi desfavorável. No dia 19 de janeiro de 2018, foi realizada uma audiência para apresentação de argumentos orais das partes relativos ao recurso, perante a Corte Federal de Apelações do Distrito de Columbia (D.C. Circuit). Em 3 de julho de 2018, uma turma da Corte Federal de Apelações proferiu decisão, por maioria, rejeitando o recurso interposto pela Petrobras. Esta decisão não avaliou o mérito das alegações da EIG e analisou apenas se a Petrobras teria imunidade de jurisdição nos EUA neste estágio inicial do caso. Petrobras interpôs recurso para o órgão colegiado superior da Corte Federal de Apelações ("Petition for Rehearing"), em 2 de agosto de 2018, e em 1º de outubro de 2018, o referido órgão negou este pedido. No exercício de 2019, houve reconhecimento de provisão de R\$ 2.828, incluindo redução da estimativa de perda no quarto trimestre, em razão de sentença arbitral favorável à Petrobras.	4.128	8.068
<b>Autor: Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA)</b>		
4) 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).		
Situação atual: O processo encontra-se no Tribunal de Justiça da Bahia aguardando julgamento de apelação interposta pela companhia.	1.205	1.079
5) Processos diversos de natureza cível, com destaque para demandas relacionadas a contratos e responsabilidade civil.	11.062	8.635
<b>Total de processos de natureza cível</b>	<b>24.097</b>	<b>25.336</b>

**Descrição dos processos de natureza ambiental**

	<b>Estimativa</b>	
	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
<b>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.</b>		
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. No terceiro trimestre de 2019, houve redução de R\$ 1,9 bilhões, sendo reconhecida provisão de R\$ 595.	1.894	3.493
<b>Autor: Instituto Brasileiro de Meio Ambiente - IBAMA e Ministério Público Federal.</b>		
2) Processos administrativos decorrentes de multas ambientais relacionadas a operação de exploração e produção ( <i>upstream</i> ) impugnadas em virtude de divergência quanto à interpretação e aplicação de normas pelo IBAMA, bem como uma Ação Civil Pública movida pelo Ministério Público Federal por suposto dano ambiental em virtude do afundamento acidental da Plataforma P-36.		
Situação atual: Quanto às multas, algumas aguardam julgamento de defesa e recurso na esfera administrativa e outras já estão sendo discutidas judicialmente. E no que toca à ação civil pública, a companhia recorreu da sentença que lhe foi desfavorável no juízo de primeiro grau e acompanha o trâmite do recurso em julgamento pelo Tribunal Regional Federal.	1.316	1.550
<b>Autor: Ministério Público do Estado do Rio de Janeiro.</b>		
3) Cinco ações civis públicas propostas pelo Ministério Público do Estado do Rio de Janeiro contra PETROBRAS, Instituto Estadual do Ambiente - INEA e Estado do Rio de Janeiro, questionando a forma de cumprimento de condicionantes do licenciamento ambiental do COMPERJ, pedindo comprovação do atendimento de condicionantes, complementação de estudos técnicos, redefinição de condicionantes, além de indenizações por danos materiais e morais coletivos ao meio ambiente, bem como por danos materiais às comunidades afetadas.		
Situação atual: A principal ação foi encerrada em função da assinatura do termo de ajustamento de conduta (TAC) entre as partes, resultando na obrigação de R\$ 814, enquanto que, nas quatro ações remanescentes, as partes estão em tratativas para solução por meio de novo TAC, que resultou na transferência da exposição para perda remota e provisão de R\$ 50.	-	8.121
4) Processos diversos de natureza ambiental.	3.142	3.193
<b>Total de processos de natureza ambiental</b>	<b>6.352</b>	<b>16.357</b>



## 19.4. Ações coletivas (*class actions*) e processos relacionados

### 19.4.1. Ação coletiva e ações individuais relacionadas nos Estados Unidos

No âmbito do acordo para encerramento da *class action* (o "Acordo"), a Petrobras (juntamente com sua subsidiária PGF) concordou em pagar US\$ 2.950 milhões, em duas parcelas de US\$ 983 milhões e uma última parcela de US\$ 984 milhões. Dessa forma, a companhia reconheceu no resultado do quarto trimestre de 2017, em outras despesas operacionais, o valor de R\$ 11.198 considerando impostos (*gross up*) da parcela referente à Petrobras. As três parcelas foram depositadas, respectivamente, em 1º de março de 2018, 2 de julho de 2018 e 15 de janeiro de 2019. As parcelas foram depositadas em uma conta designada pelo autor-líder da Ação Coletiva ("*Escrow Account*"), registrada em outros ativos circulantes. Contudo, alguns objetores apelaram da decisão definitiva.

No dia 30 de agosto de 2019, a Corte de Apelações do Segundo Circuito confirmou a decisão de primeira instância que aprovou o Acordo. Desde 6 de setembro de 2019, o Acordo não está mais sujeito a qualquer recurso, tornando-se definitivo.

Em 24 de setembro de 2019, a Corte Distrital autorizou o início da distribuição dos valores depositados na conta designada pelo autor-líder aos investidores que tiveram os seus pleitos admitidos pelo administrador judicial ou Corte Distrital.

Como consequência, as três parcelas depositadas na conta designada pelo autor-líder da Ação Coletiva foram integralmente revertidas para a obrigação constituída.

Em conexão com os acordos das Ações Individuais, a companhia reconheceu o valor de R\$ 1.508, durante os exercícios de 2016 a 2018, em outras despesas operacionais. No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, não houve novos pagamentos.

### 19.4.2. 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.

No dia 16 de abril de 2019, foi realizada uma audiência para apresentação de argumentos orais sobre algumas questões processuais da ação coletiva.



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 deverá responder algumas questões suscitadas pela Corte até 6 de maio de 2020. Após a apresentação das respostas pela Fundação, a Petrobras terá 12 semanas para se manifestar.

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.

### **19.4.3. Arbitragens no Brasil**

A Petrobras responde a cinco arbitragens instauradas por investidores nacionais e estrangeiros perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, vinculada à B3 – Brasil, Bolsa, Balcão. 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, o cronograma ainda a ser definido pelo Tribunal Arbitral, 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 nessas 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 e está se defendendo firmemente em todas essas demandas, com o intuito de afastar as pretensões apresentadas.

Em 17 de setembro de 2019, o Acordo de Assunção de Compromissos celebrado com o Ministério Público Federal foi anulado, por decisão do Supremo Tribunal Federal (STF). Assim, de acordo com a referida decisão, a companhia não terá mais a possibilidade de utilizar a metade do valor pago em 30 de janeiro de 2019, em cumprimento ao acordo posteriormente anulado, em caso de eventuais condenações nestas arbitragens. A nova destinação do valor pago consta do "Acordo sobre a Destinação de Valores", celebrado entre a Procuradoria-Geral da República e a Presidência da Câmara dos Deputados, juntamente com a Advocacia-Geral da União e com a interveniência da Presidência do Senado Federal e do Procurador Geral da Fazenda Nacional, que foi homologado pelo STF e cuja negociação não contou com a participação da Petrobras.

#### **19.4.4. 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.

#### **19.5. Outros processos judiciais na Argentina**

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

- Ação penal relacionada a uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários 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 que 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 que ainda não foram decididas pelo juiz. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal N° 2 da cidade de Buenos Aires.

#### **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.

## 19.6. Processos judiciais – recuperação de tributos

### 19.6.1. Exclusão de ICMS na base de cálculo de PIS e 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 agosto de 2001 até dezembro de 2017.

Em relação a essa matéria, o Supremo Tribunal Federal (STF) definiu em março de 2017, em princípio, sem a possibilidade de modificação do mérito, que o ICMS não integra a base de cálculo de PIS e COFINS. A União opôs embargos de declaração em outubro de 2017 buscando modular o efeito da decisão, ainda pendente de julgamento.

A companhia obteve decisão favorável no Tribunal Regional Federal da 2ª Região em agosto de 2018, aplicando o mesmo entendimento fixado pelo STF. Em janeiro de 2019, foi dado provimento integral ao recurso da companhia para abranger o período pleiteado na ação contra a União. Atualmente, aguarda-se o julgamento de recurso apresentado pela União em face desta decisão.

Tendo em vista que ainda pendem discussões judiciais acerca da metodologia de cálculo para apuração do crédito, o ativo contingente não pôde ser estimado.

#### Prática Contábil

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.

## 20. Provisões para desmantelamento de áreas

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Saldo inicial	58.637	46.785	58.332	45.677
Revisão de provisão	23.228	15.722	23.294	15.730
Transferências referentes a passivos mantidos para venda (*)	(12.261)	(4.650)	(12.261)	(3.610)
Utilização por pagamentos	(1.986)	(1.761)	(1.986)	(1.761)
Atualização de juros	2.749	2.358	2.748	2.296
Outros	10	183	-	-
<b>Saldo final</b>	<b>70.377</b>	<b>58.637</b>	<b>70.127</b>	<b>58.332</b>

(\*) 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), conforme nota explicativa 30. Em 2018, inclui transferências relativas a bacia de Campos (R\$ 3.294); concessões no Rio Grande do Norte (R\$ 273); e campo de Lapa (R\$ 43), conforme nota explicativa 10.

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.

No ano de 2019, a revisão da provisão resultou em um aumento de R\$ 23 bilhões, em função principalmente dos seguintes fatores: (i) aumento de R\$ 5 bilhões atribuível à depreciação do Real frente ao Dólar norte americano, com impacto direto nos custos em dólar; (ii) aumento de R\$ 7 bilhões decorrente da antecipação do cronograma de abandono em alguns projetos; (iii) aumento de R\$ 7 bilhões em função da redução da taxa de desconto ajustada ao risco de 5,17% a.a. em 2018 para 4,22% a.a. em 2019, devido à melhora na percepção risco do país no mercado; (iv) aumento de R\$ 5 bilhões em função da revisão de estimativas de poços e equipamentos e da diminuição do ano médio de abandono de alguns campos de produção.

### **Prática contábil**

A companhia tem obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações. As obrigações mais significativas dessa natureza envolvem a remoção e tratamento das instalações de produção de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior em alto mar offshore. O reconhecimento contábil dessas obrigações deve ser 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 se alteram 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.

As estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais 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.

## **21. “Operação Lava Jato” e seus reflexos na companhia**

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2019, 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 (R\$ 6.194 no consolidado e R\$ 4.788 na controladora), ou impactasse de forma relevante a metodologia adotada pela companhia. A Petrobras continuará monitorando as 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.

Além disso, temos tomado as medidas necessárias para recuperar danos sofridos em função do esquema de pagamentos indevidos, inclusive os relacionados à nossa imagem corporativa.

À medida que as investigações da “Operação Lava Jato” resultem em acordos de leniência ou acordos de colaboração com pessoas que concordem em devolver recursos, a Petrobras pode ter direito a receber uma parte de tais recursos. Não obstante, a companhia não pode estimar de forma confiável qualquer valor recuperável adicional neste momento. Esses valores serão reconhecidos no resultado do exercício como outras receitas líquidas quando forem recebidos ou quando sua realização se tornar praticamente certa.

Até o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, foi reconhecido por meio de acordos de colaboração e leniência celebrados com pessoas físicas e jurídicas, o ressarcimento de R\$ 4.151 (R\$ 3.277 até 31 de dezembro de 2018). Estes recursos foram reconhecidos como outras receitas operacionais.

## **21.1. Investigações envolvendo a companhia**

### **21.1.1. 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.

### **21.1.2. 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.

### **21.1.3. 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.

## **22. Compromisso de compra de gás natural**

O Contrato GSA (*Gas Supply Agreement*) entre Petrobras e Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB possui vigência inicial até 31 de dezembro de 2019. Adicionalmente, conforme dispositivo contratual, após 31 de dezembro de 2019, o GSA será automaticamente prorrogado até que todo o volume contratado seja entregue pela YPFB e retirado pela Petrobras.

Assim sendo, em 31 de dezembro de 2019, a quantidade contratada do GSA para o ano de 2020 é de aproximadamente 11,01 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural, equivalentes a 30,08 milhões de m<sup>3</sup> por dia, que corresponde a um valor total estimado de US\$ 1,82 bilhão.

Em 1º de janeiro de 2020, o dispositivo contratual referente à prorrogação anteriormente mencionado indica uma extensão do GSA até outubro de 2022, na base de 30,08 milhões de m<sup>3</sup> por dia, representando um valor total adicional estimado de US\$ 5,60 bilhões para o período compreendido entre 1º de janeiro de 2020 e 31 de outubro de 2022.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

## 23. Imobilizado

### 23.1. Por tipo de ativos

	Consolidado					Controladora	
	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens <sup>(*)</sup>	Ativos em construção <sup>(**)</sup>	Gastos c/exploração e desenvolvimento (campos produtores de petróleo e gás) <sup>(***)</sup>	Direitos de Uso	Total	Total
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2018</b>	<b>22.048</b>	<b>248.108</b>	<b>140.656</b>	<b>173.545</b>	<b>-</b>	<b>584.357</b>	<b>435.536</b>
Adições	18	6.530	31.490	22	-	38.060	64.158
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	18.187	-	18.187	18.193
Juros capitalizados	-	-	6.572	-	-	6.572	5.338
Baixas	(220)	(58)	(1.219)	(97)	-	(1.594)	(1.529)
Transferências	(481)	52.550	(69.945)	14.029	-	(3.847)	(1.761)
Depreciação, amortização e depleção	(1.299)	(23.807)	-	(18.136)	-	(43.242)	(33.009)
Impairment - constituição	-	(2.821)	(945)	(6.484)	-	(10.250)	(5.459)
Impairment - reversão	1	1.175	86	862	-	2.124	1.908
Ajuste acumulado de conversão	122	12.915	5.390	1.035	-	19.462	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>20.189</b>	<b>294.592</b>	<b>112.085</b>	<b>182.963</b>	<b>-</b>	<b>609.829</b>	<b>483.375</b>
Custo	30.337	498.728	112.085	298.905	-	940.055	733.750
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(10.148)	(204.136)	-	(115.942)	-	(330.226)	(250.375)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>20.189</b>	<b>294.592</b>	<b>112.085</b>	<b>182.963</b>	<b>-</b>	<b>609.829</b>	<b>483.375</b>
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 (nota explicativa 20)	-	-	-	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 (nota explicativa 25)	(5)	(5.231)	(5.903)	(3.041)	(662)	(14.842)	(10.963)
Impairment - reversão (nota explicativa 25)	-	971	325	1.801	-	3.097	2.358
Ajuste acumulado de conversão	17	3.002	64	54	158	3.295	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>17.938</b>	<b>283.673</b>	<b>88.480</b>	<b>164.845</b>	<b>87.013</b>	<b>641.949</b>	<b>662.816</b>
Custo	27.637	483.657	88.480	284.757	106.570	991.101	962.574
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(9.699)	(199.984)	-	(119.912)	(19.557)	(349.152)	(299.758)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>17.938</b>	<b>283.673</b>	<b>88.480</b>	<b>164.845</b>	<b>87.013</b>	<b>641.949</b>	<b>662.816</b>
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, refinarias, termelétricas, unidades de tratamento de gás, dutos, direito de uso e outras instalações de operação, armazenagem e produção, contemplando ativos de exploração e produção depreciados pelo método das unidades produzidas.

(\*\*) Os saldos por segmento de negócio são apresentados na nota explicativa 31.

(\*\*\*) 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.

Os investimentos realizados pela companhia no exercício de 2019 foram destinados, principalmente, para o desenvolvimento da produção de campos de petróleo e gás natural, prioritariamente no polo pré-sal. Destacamos a entrada em operação de dois novos sistemas de produção: FPSO P-77, localizado no campo de Búzios; e, FPSO P-68, localizado no campo de Berbigão.

Com adoção do IFRS 16, a companhia reconheceu em 1º de janeiro de 2019 os ativos de direito de uso em contrapartida a um passivo de arrendamento. Em 31 de dezembro de 2019, os direitos de uso estão apresentados pelos seguintes ativos subjacentes:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

	Plataformas	Embarcações	Imóveis	Outros	Consolidado Total	Controladora Total
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2018</b>	-	-	-	-	-	-
Adoção Inicial IFRS 16	58.549	37.875	3.092	3.454	102.970	194.523
Adições	3.484	5.581	108	47	9.220	9.951
Baixas	-	(45)	(15)	(26)	(86)	(82)
Transferências	-	-	-	470	470	4.032
Transferências para ativos mantidos para venda	(4.078)	-	-	(1.187)	(5.265)	(4.078)
Depreciação, amortização e depleção	(8.793)	(9.817)	(400)	(782)	(19.792)	(31.573)
Impairment - constituição	-	-	-	(662)	(662)	(662)
Ajuste acumulado de conversão	-	-	-	158	158	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>49.162</b>	<b>33.594</b>	<b>2.785</b>	<b>1.472</b>	<b>87.013</b>	<b>172.111</b>
Custo	57.955	43.119	3.136	2.360	106.570	206.081
Depreciação, amortização e depleção acumulada:	(8.793)	(9.525)	(351)	(888)	(19.557)	(33.970)
Sem cláusula de reajuste contratual	(2.515)	(7.828)	-	(197)	(10.540)	(19.263)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	(43)	(1.242)	(351)	(676)	(2.312)	(5.573)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(6.235)	(455)	-	(15)	(6.705)	(9.134)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>49.162</b>	<b>33.594</b>	<b>2.785</b>	<b>1.472</b>	<b>87.013</b>	<b>172.111</b>

## 23.2. Abertura por tempo de vida útil estimada – Consolidado

	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
	Custo	Depreciação acumulada	Saldo em 31.12.2019
<b>Vida útil estimada</b>			
até 5 anos	17.787	(13.092)	4.695
6 - 10 anos	38.829	(26.070)	12.759
11 - 15 anos	4.835	(2.266)	2.569
16 - 20 anos	149.845	(69.175)	80.670
21 - 25 anos	103.088	(21.250)	81.838
25 - 30 anos	36.495	(11.098)	25.397
30 anos em diante	96.496	(35.581)	60.915
Método da Unidade Produzida	63.228	(31.151)	32.077
	<b>510.603</b>	<b>(209.683)</b>	<b>300.920</b>
Edificações e benfeitorias	26.947	(9.699)	17.248
Equipamentos e outros bens	483.657	(199.984)	283.673

### 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. Empréstimos diretamente atribuíveis à construção de ativos somente são considerados nessa taxa média quando seus encargos financeiros incorrerem após a conclusão da construção específica. 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 revisadas anualmente e demonstradas na nota explicativa 23.2, 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.

### **23.3. 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. A celebração do Termo Aditivo ocorreu previamente à realização do leilão dos excedentes da Cessão Onerosa, após a solução orçamentária para o pagamento da União à Petrobras e após o atendimento das demais condicionantes definidas pela Conselho de Administração da companhia.

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 nas demonstrações financeiras da Petrobras, no montante de R\$ 34.238, conforme apresentado na movimentação do ativo imobilizado (nota explicativa 23.1).

Em 11 de dezembro de 2019, a companhia recebeu da União o valor de R\$ 34.414, correspondente ao previsto no Termo Aditivo, convertido para Reais de acordo com as regras do Contrato de Cessão Onerosa e atualizado pela taxa Selic. A atualização pela taxa Selic, equivalente a R\$ 176, foi registrada integralmente no resultado financeiro.

As informações relativas ao Resultado da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa, estão apresentadas na nota explicativa 24.1.



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

Os seguintes campos foram devolvidos à ANP durante o exercício de 2019, em decorrência, principalmente, da falta de atratividade econômica dos mesmos: 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 função de perdas nos seus valores recuperáveis reconhecidas em exercícios anteriores para alguns ativos, o valor das baixas em 2019 foi de R\$ 304, em outras despesas operacionais (R\$ 151 para os campos de Japiim, Camarão Norte, Espadarte (parte) e Sibite (parte) em 2018).

## 23.5. 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 6,40 % a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 (6,35 % a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2018).

## 24. Intangível

### 24.1. Por tipo de ativos

	Direitos e Concessões	Softwares	Ágio (goodwill)	Consolidado Total	Controladora Total
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2018</b>	<b>5.959</b>	<b>1.061</b>	<b>720</b>	<b>7.740</b>	<b>6.264</b>
Adições	3.321	312	-	3.633	3.517
Juros capitalizados	-	12	-	12	12
Baixas	(56)	-	-	(56)	(51)
Transferências	(162)	24	42	(96)	(158)
Amortização	(54)	(350)	-	(404)	(316)
Ajuste acumulado de conversão	16	1	24	41	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>9.024</b>	<b>1.060</b>	<b>786</b>	<b>10.870</b>	<b>9.268</b>
Custo	9.876	6.171	786	16.833	13.568
Amortização acumulada	(852)	(5.111)	-	(5.963)	(4.300)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>9.024</b>	<b>1.060</b>	<b>786</b>	<b>10.870</b>	<b>9.268</b>
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	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>77.261</b>	<b>976</b>	<b>252</b>	<b>78.489</b>	<b>77.904</b>
Custo	77.753	5.923	252	83.928	82.440
Amortização acumulada	(492)	(4.947)	-	(5.439)	(4.536)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>77.261</b>	<b>976</b>	<b>252</b>	<b>78.489</b>	<b>77.904</b>
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 2019, 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 um bloco marítimo na 16ª Rodada de Licitações no Regime de Concessão, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O bloco C-M-477, localizado em águas profundas na Bacia de Campos, foi adquirido pela Petrobras, que deterá 70% de participação e será operadora, em parceria com a BP Energy do Brasil Ltda. O valor do bônus de assinatura correspondente à participação da Petrobras foi de R\$ 1.431, pago integralmente em 27 de dezembro de 2019.

## **Resultado da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa**

Em 6 de novembro de 2019 a ANP realizou a Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa, na qual a Petrobras adquiriu, em parceria com a CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (5%) e a CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (5%), o direito de exploração e produção do volume excedente ao Contrato de Cessão Onerosa do campo de Búzios. A Petrobras deterá 90% de participação e será operadora do campo, cujo bônus de assinatura correspondente à participação da companhia foi de R\$ 61.375, sendo R\$ 34.420 pagos em 10 de dezembro de 2019 e R\$ 26.955 em 27 de dezembro de 2019. O acordo de coparticipação deverá ser finalizado até setembro de 2021, sendo que, até esta data, as empresas parceiras no consórcio têm o direito de adquirir mais 5% de participação cada ou, na data limite, caso o acordo não tenha sido assinado com a Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA), de deixar o consórcio.

A Petrobras também adquiriu integralmente o direito de exploração e produção relativo ao volume excedente do campo de Itapu. O bônus de assinatura, pago integralmente em 27 de dezembro de 2019, foi de R\$ 1.766.

## **Direito de exploração de petróleo - Partilha de Produção**

Em 7 de junho de 2018 a Petrobras adquiriu, por meio de parcerias formadas com ExxonMobil, Equinor, Petrogal, BP, Shell e Chevron, três blocos marítimos (Uirapuru, Dois Irmãos e Três Marias) na 4ª Rodada de Licitações no regime de Partilha de Produção da ANP, sendo operadora em todos os blocos. O valor total do bônus de assinatura, pago em setembro, foi de R\$ 1.005.

Em 28 de setembro de 2018, a Petrobras adquiriu 100% de participação do bloco Sudoeste de Tartaruga Verde, na 5ª Rodada de Licitações no regime de Partilha de Produção da ANP, sendo vencedora com a oferta mínima de excedente de óleo e bônus de assinatura no valor de R\$ 70. Este Bloco engloba uma parcela da jazida de Tartaruga Mestiça, que é compartilhada com o Campo de Tartaruga Verde. Esta parcela teve a sua comercialidade declarada em 26 de dezembro de 2018, dando origem ao Campo de Tartaruga Verde Sudoeste.

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.

## **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.

Os direitos e concessões correspondentes aos bônus de assinatura das concessões são reclassificados para o ativo imobilizado no momento em que as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás são demonstradas, e, enquanto estão no ativo intangível, não são amortizados. Os demais intangíveis de vida útil definida são amortizados linearmente pela vida útil estimada. Caso o bônus de assinatura envolva uma área na qual poderão ser realizadas atividades exploratórias em diferentes localidades, o valor do intangível a ser reclassificado para imobilizado quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas para uma localidade específica será equivalente à proporção entre o volume total de óleo e gás esperado em um reservatório nessa localidade (*oil in place VOIP*) e o volume de óleo e gás esperado em todos os eventuais reservatórios da área.

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.

## **24.2. Devolução à ANP de áreas na fase de exploração de petróleo e gás natural**

Em 2019, foram devolvidos para a ANP 12 blocos exploratórios (9 blocos exploratórios em 2018), situados na Bacias de Sergipe-Alagoas, Potiguar, Recôncavo e Parnaíba (Bacias de Recôncavo e Parnaíba em 2018). Os direitos exploratórios referentes a estes blocos totalizaram R\$ 11 (R\$ 25 em 2018).

## **25. Redução ao valor recuperável dos ativos (*Impairment*)**

A companhia avalia a recuperabilidade dos ativos anualmente, ou quando existir um indicativo de desvalorização. Em 2019, perdas e reversões de perdas na recuperabilidade dos ativos foram reconhecidas principalmente no quarto trimestre, decorrentes da gestão de seu portfólio e atualização das premissas econômicas de médio e longo prazo da companhia, no âmbito do Plano Estratégico 2020-2024, concluído e aprovado pela Administração em 27 de novembro de 2019.

O aumento na estimativa de gastos para desmantelamento de áreas dos campos de E&P contribuiu significativamente para o reconhecimento de perdas por *impairment*, com destaque para as UGCs Papa-Terra da Bacia de Campos, Polo Uruguá (Uruguá e Tambaú) da Bacia de Santos e Polo CVIT (Canapu e Golfinho) na Bacia do Espírito Santo. O aumento dos gastos com desmantelamento de área deve-se, principalmente, a dois fatores: (a) redução das projeções de Brent que antecipa a data de abandono dos campos de produção de óleo e gás; e, (ii) redução da taxa livre de risco, ajustada ao risco de crédito, que apresentou melhora dos rendimentos ("yields") dos *bonds* da companhia ao longo do ano de 2019. Tais perdas foram compensadas pelas reversões associadas aos ganhos nas operações de vendas (realizadas e esperadas) de campos de produção no Brasil.

Adicionalmente, perdas foram reconhecidas decorrentes: da postergação de retomada das obras do segundo trem da refinaria Abreu e Lima (RNEST); do não aproveitamento da plataforma P-37, que produzia no Campo de Marlim; pela venda da Sonda Vitória 10.000 (NS-30); e pelo reconhecimento de investimentos com licenciamento ambiental, decorrentes de termo de ajustamento de conduta para encerrar ação civil pública que questiona o licenciamento ambiental do Comperj.

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 (***)	Segmento	Comentários	2019
<b>Investimentos, Imobilizado e Intangível</b>						
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	425.368	794.025	7.653	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a1)	
Conjunto de navios da Transpetro	5.430	5.855	(425)	RTC, Brasil	Ver item (b1)	
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 (c1)	
UFN III	824	-	824	RTC, Brasil	Ver item (d1)	
Comperj	1.329	470	859	RTC, Brasil	Ver item (e1)	
2º trem de refinaria Abreu e Lima - RNEST	4.206	2.007	2.199	RTC, Brasil	Ver item (f1)	
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 (g1)	
Outros	133		133	Diversos		
			<b>13.828</b>			
<b>Ativos mantidos para venda</b>						
Campos de produção de óleo e gás - Polo Pampo e Enchova	1.321	3.257	(1.936)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item 25.2	
Campos de produção de óleo e gás - Frade	77	422	(345)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item 25.2	
Campos de produção de óleo e gás - Maromba	-	276	(276)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item 25.2	
POG	1.791	1.425	366	Exploração e Produção, Exterior	Ver item 25.2	
Outros	2.387	1.886	(7)	Diversos		
<b>Total</b>			<b>11.630</b>			
						<b>2018</b>
<b>Investimentos, Imobilizado e Intangível</b>						
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	27.199	38.450	1.994	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a2)	
Conjunto de navios da Transpetro	6.667	5.037	1.630	RTC, Brasil	Ver item (b2)	
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços	772	23	749	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (c2)	
UFN III	1.210	774	436	RTC, Brasil	Ver item (d2)	
Campos de produção de óleo e gás no exterior (diversas UGCs)	8.751	6.021	2.775	Exploração e Produção, Exterior	Ver item (h)	
GASFOR II	225	-	225	Gás e Energia, Brasil	Ver item (i)	
Comperj	180	-	180	RTC, Brasil	Ver item (e2)	
2º trem de refinaria Abreu e Lima - RNEST	4.315	4.232	83	RTC, Brasil	Ver item (f2)	
Outros	2.579	2.929	54	Diversos		
			<b>8.126</b>			
<b>Ativos mantidos para venda</b>						
Campos de produção de óleo e gás - Polo Riacho da Forquilha	375	1.749	(128)	Exploração e Produção, Brasil		
Outros	94	417	(309)	Diversos		
<b>Total</b>			<b>7.689</b>			

(\*) 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.

(\*\*\*) Valores entre parênteses referem-se a reversões de perdas por *impairment*.

## 25.1. 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.

Informações sobre as premissas-chave para os testes de recuperabilidade de ativos e 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.

Ao longo de 2019, a Administração identificou e avaliou as seguintes alterações em suas UGCs:

- UGCs do Segmento de E&P: (i) Polo Cessão Onerosa (extinção da UGC e formação de seis novas – UGC Itapu; UGC Polo Búzios; UGC Polo Sêpia; UGC Polo Atapu; UGC Polo Lula e UGC Polo Berbigão-Sururu, tendo em vista a conclusão da revisão do Contrato da Cessão Onerosa e a definição de um novo modelo de negócio e gestão para os ativos); (ii) Polo Parques da Baleias (em função da nova definição do campo de Jubarte, aprovada pela ANP, permanecendo na UGC os campos de Baleia Anã e Cacharéu e retirados os campos de Cachalote e Pirambu pela falta de interdependência desses ativos na geração de entradas de caixa); (iii) Polo Norte (exclusão do campo de Corvina e da plataforma P-37, ambos pelo fim da vida útil produtiva);
- UGC Gás Natural: a venda de 90% da Transportadora Associada de Gás (TAG) acarretou na sua exclusão como ativo da UGC; e,
- UGC Energia: com a não efetivação da venda das térmicas Termobahia e Termocamaçari, a Administração reverteu a classificação dos Ativos de mantidos para venda para o Imobilizado. A térmica Termobahia retornou para a UGC, em função do cenário de uso da planta pela Petrobras e da sua interdependência na geração de caixa com as demais térmicas da UGC, e a térmica Termocamaçari passa a ser avaliada isoladamente em função da falta de perspectiva de operação futura.

As estimativas das premissas-chave nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs em 2019 foram:

	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 2019)	3,85	3,79	3,75	3,72	3,70	3,60

Em 2018, as projeções utilizadas nos testes de *impairment* foram:

	2019	2020	2021	2022	2023	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	66	67	72	75	75	73
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$ (a preços de 2018)	3,64	3,56	3,50	3,46	3,44	3,37

Informações sobre as principais perdas no valor de recuperação em ativos imobilizados ou intangíveis são apresentadas a seguir:

#### a1) 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 no reconhecimento de perdas líquidas no valor de R\$ 7.653. A taxa de desconto pós-imposto em moeda constante, aplicada ao setor de exploração e produção no Brasil foi de 6.7% a.a. 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) e, 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 relativa ao novo modelo tributário do Repetro.

## **a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2018**

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram no reconhecimento de perdas líquidas no valor de R\$ 1.994. A taxa de desconto pós-imposto em moeda constante, aplicada ao setor de exploração e produção foi de 7,4% a.a. Esse montante deve-se principalmente a:

- Perdas no montante de R\$ 4.013, relacionadas, predominantemente, às UGCs de Camorim (R\$ 533), Linguado (R\$ 531), Piranema (R\$ 356), Guaricema (R\$ 352), Juruá (R\$ 348), Bicudo (R\$ 318), Caioba (R\$ 232), Polo Pper-1 (R\$ 188), Garoupinha (R\$ 150), Frade (R\$ 148), Castanhal (R\$ 137) e Papa Terra (R\$ 135), principalmente, devido ao aumento da provisão para desmantelamento de áreas, derivada da revisão das estimativas de gastos futuros com abandono de equipamentos, bem como pelo aumento da taxa de câmbio; e
- Reversões de perdas no montante de R\$ 2.019, relacionadas, predominantemente, às UGCs de Polo Cvit (R\$ 601), Polo Uruguá (R\$ 575), Polo Ceará Mar (R\$ 192), Dom João (R\$ 88), Polo Miranga (R\$ 61), Polo Fazenda Belém (R\$ 49) e Polo Bijupirá-Salema (R\$ 51), principalmente, devido à revisão de projetos, aprovada no plano de negócios da companhia, com a consequente extensão da curva de produção.

## **b1) 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 em um efeito positivo na geração de caixa em Reais da UGC, dado que os preços dos fretes são cotados em dólar norte-americano, resultando, ao final, em uma reversão de perda no montante de R\$ 425. A taxa de desconto pós-imposto em moeda constante aplicada ao setor de transporte variou entre 4,3% a.a. e 5,8% a.a.

## **b2) Conjunto de navios da Transpetro – 2018**

A piora na expectativa dos valores dos fretes projetados no PNG 2019-2023, afetou significativamente as avaliações do conjunto de navios da Transpetro, resultando no reconhecimento de perdas no montante de R\$ 1.630. A taxa de desconto pós-imposto em moeda constante aplicada ao setor de transporte variou entre 3,8% a.a. e 6,6% a.a.

## **c1) 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.

## **c2) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2018**

Nas nossas avaliações dos ativos que atuam na produção e perfuração dos poços, mas não vinculados diretamente às UGCs de campos de produção de óleo e gás ou polos, foram identificadas perdas líquidas por desvalorização de R\$ 749, decorrentes de: i) encerramento das operações da Monobóia 2 do Plano Diretor de Escoamento e Tratamento de Óleo - PDET (R\$ 656); e ii) estimativa de valor justo inferior ao valor contábil líquido do painel de controle e trocador de calor associados ao projeto das plataformas P-72 e P-73, que não puderam ser aproveitados em outros projetos da companhia e serão destinados à venda (R\$ 93).

## **d1) UFN III – 2019**

Com a decisão pela não retomada da obra para a conclusão do empreendimento, a companhia reconheceu o valor integral deste ativo como perda no montante de R\$ 824

**d2) UFN III – 2018**

As nossas avaliações da Unidade de Fertilizantes e Nitrogenados III, situada em Três Lagoas, no Mato Grosso do Sul, considerando o valor justo deste ativo, resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 436.

**e1) Comperj – 2019**

Foram reconhecidas perdas líquidas no montante de R\$ 859, em função dos 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 pelos 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.

**e2) Comperj – 2018**

No PNG 2019-2023, a decisão sobre a retomada das obras referentes ao Trem 1 permanecia condicionada à identificação de parceiros para a sua continuidade. Como as obras inerentes às utilidades do Trem 1 da refinaria também atenderão à Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), a Administração decidiu pela sua continuidade, pois fazem parte da infraestrutura conjunta necessária para o escoamento e processamento do gás natural do polo pré-sal da Bacia de Santos. Assim, como ainda não existem decisões finais sobre os projetos, permanece a interdependência entre a referida infraestrutura e o Trem 1 e, dessa forma, perdas adicionais foram reconhecidas no exercício de 2018, totalizando R\$ 180.

**f1) 2º trem de refino da RNEST – 2019**

Os fluxos de caixa do valor em uso dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST consideram a postergação da previsão de sua entrada em operação em 3 anos e 8 meses, o que implicou no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 2.199. A taxa de desconto aplicada ao setor de refino, considerando a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados, foi de 7,8% a.a.

**f2) 2º trem de refino da RNEST – 2018**

As nossas avaliações dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 83, decorrentes, principalmente, da postergação da previsão de entrada em operação em cinco meses, conforme aprovado no PNG 2019-2023. A taxa de desconto aplicada ao setor de refino, considerando a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados, foi de 7,3% a.a.

**g1) 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 por *impairment* de R\$ 1.321 em função da diferença entre o valor esperado de venda e o valor contábil do ativo.

**h) Campos de produção de óleo e gás no Exterior (diversas UGCs) – 2018**

Em 31 de outubro de 2018, a Petrobras America Inc. (PAI) e a empresa Murphy Exploration & Production Company – USA (Murphy), subsidiária integral da Murphy Oil Corporation, celebraram contrato visando à formação de uma *joint venture* (JV) composta por campos em ativos em produção de petróleo e gás natural no Golfo do México. Com esta operação, a companhia reconheceu uma perda total por *impairment* de R\$ 2.775 em 31 de dezembro de 2018, principalmente devido à atualização das premissas operacionais e taxas de desconto, associadas à redução da participação nos campos com a formação da JV.



**i) GASFOR II – 2018**

A Administração decidiu paralisar o desenvolvimento do projeto GASFOR II, conduzido pela TAG, fazendo com que os ativos fossem excluídos da UGC Gás Natural e testados isoladamente. Com a hibernação, não é possível estimar fluxos de caixa futuros decorrentes do uso desses ativos no horizonte de planejamento da companhia, resultando no reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de R\$ 225 em 31 de dezembro de 2018, correspondendo ao valor contábil líquido total dos ativos.

**25.1.1. 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. A tabela a seguir contém informações sobre os ativos ou UGCs que apresentaram valores recuperáveis de até 10% a mais que seus valores contábeis e, com isso, estariam mais suscetíveis ao reconhecimento de perdas por *impairment* no futuro, em função de alterações significativas nas premissas:

				Consolidado 31.12.2019
				Valor Sensibilidade
Ativos próximos aos seus valores recuperáveis	Segmento	Valor Contábil	recuperável	(*)
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (7 UGCs)	E&P	40.906	42.832	(2.357)
Conjunto das Térmicas	G&E	7.853	8.267	(413)

(\*) Perda estimada por *impairment*, considerando uma redução de 10% no valor recuperável das UGCs.

**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 anualmente, independentemente de haver indicativos de perda de valor.

Considerando-se as sinergias do Grupo Petrobras 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.

O valor em uso é estimado com base no valor presente dos fluxos de caixa futuros decorrentes do uso contínuo dos respectivos ativos. Os fluxos de caixa são ajustados pelos riscos específicos e utilizam taxas de desconto pré-imposto, que derivam do custo médio ponderado de capital (WACC) pós-imposto. As principais premissas dos fluxos de caixa são: taxas de câmbio e preços baseados no último Plano Estratégico divulgado, curvas de produção associadas aos projetos existentes no portfólio da companhia, custos operacionais de mercado e investimentos necessários para realização dos projetos.

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*).

**25.2. Ativos classificados como mantidos para venda**

Em 2019, em decorrência da aprovação da Administração da companhia para alienação de diversos ativos do segmento de E&P, conforme nota explicativa 30, a companhia reconheceu reversões no montante de R\$2.198, considerando o valor justo líquido das despesas de vendas, predominantemente, nos seguintes ativos:



- Projeto Pampo e Enchova - 10 concessões localizadas em águas rasas na Bacia de Campos (Rio de Janeiro) com reversão de perda de desvalorização no montante de R\$ 1.936 nos campos de Badejo, Bicudo, Linguado, Pampo e Trilha;
- Projeto Bispo – Campo de Frade com reversão de perda de desvalorização no montante de R\$ 345;
- Projeto Mangalarga 2 – Campo de Maromba com reversão de perda de desvalorização no montante de R\$ 276;
- PO&G B.V. – Venda da Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&GBV), subsidiária da PIB BV, PIBBV, com reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de R\$ 366;

Em 2018, em decorrência da aprovação da Administração da companhia para alienação de investimentos, conforme nota explicativa 30.2, a companhia reconheceu reversões de perdas no montante de R\$ 437, incluindo a cessão da participação da empresa em 34 campos de produção terrestres de petróleo, localizados na Bacia Potiguar, no Rio Grande do Norte, para a empresa brasileira 3R Petroleum.

A prática contábil aplicada para ativos e passivos classificados como mantidos para a venda está descrita na nota explicativa 30.

### **25.3. 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.

#### **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.

#### **25.3.1. 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 2019, 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\$ 8.961, conforme descrito na nota explicativa 29.4. Em 31 de dezembro de 2019, 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., foram:

- taxa de câmbio média estimada de R\$ 3,85 para US\$ 1,00 em 2020 (convergindo para R\$ 3,60 a longo prazo);
- preço de petróleo Brent médio de US\$ 65 em 2020 e no longo prazo;
- projeção de preços das matérias-primas e petroquímicos refletindo as tendências internacionais;
- 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 8,9%, em moeda constante, considerando o custo de capital próprio dada a metodologia adotada no valor em uso ; e
- redução na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com redução no longo prazo.

### **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 foi avaliado com base no valor justo. O valor do Investimento em dezembro de 2019 é de R\$ 10.819, o equivalente a R\$ 24,76 por ação ordinária. O valor de mercado desde a data da operação obteve os seguintes valores por ação ordinária:

- De fechamento de 2019 (em 30/12/2019): R\$ 30,07;
- Médio do período: R\$ 27,69;
- Maior cotação do período: R\$ 30,43 em 27/12/2019; e
- Menor cotação do período: R\$ 26,01 em 23/07/2019.

Como o valor justo de negociação da BR é superior ao valor de investimento registrado durante todo o período de análise, as avaliações de recuperabilidade não indicaram a existência de perdas por *impairment*.

### **25.3.2. Investimento em Distribuidoras Estaduais de Gás Natural.**

Em 31 de dezembro de 2019 as avaliações de recuperabilidade não indicaram a existência de perdas por *impairment*, sendo o valor recuperável de R\$ 5.294, considerando uma taxa de desconto pós-imposto de 5,3%, em moeda constante.

### **25.3.3. Perdas em Investimentos**

Em 2019, a companhia reconheceu em resultado de participações em investimento, perdas líquidas por desvalorização no total de R\$ 16 (R\$ 108 em 2018).

## **26. 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 a atividades exploratórias em reservas não provadas, são apresentados na tabela a seguir:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

	Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018
<b>Custos exploratórios reconhecidos no Ativo <sup>(*)</sup></b>		
Imobilizado		
Saldo inicial	16.010	14.957
Adições	2.024	1.308
Baixas	(877)	(38)
Transferências	-	(280)
Ajustes acumulados de conversão	18	62
Saldo final	17.175	16.009
Intangível <sup>(**)</sup>	76.256	7.671
<b>Total dos custos exploratórios reconhecidos no ativo</b>	<b>93.431</b>	<b>23.680</b>

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

(\*\*) Os bônus referentes aos resultados da 16ª rodada de licitações do ANP e Excedente de Cessão Onerosa estão descritos na nota explicativa 24.1.

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	
	2019	2018
	Jan-Dez	Jan-Dez
<b>Custos exploratórios reconhecidos no resultado</b>		
Despesas com geologia e geofísica	1.897	1.203
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	1.250	317
Penalidades contratuais de conteúdo local	16	324
Outras despesas exploratórias	34	60
<b>Outras Despesas Exploratórias</b>	<b>3.197</b>	<b>1.904</b>
<b>Caixa utilizado nas atividades</b>		
Operacionais	1.931	1.265
Investimentos	70.983	4.821
	<b>72.914</b>	<b>6.086</b>

No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a Petrobras reconheceu provisão de R\$ 16 (R\$ 324 em 2018) decorrente de potenciais penalidades contratuais pelo não atendimento aos percentuais mínimos exigidos de conteúdo local para 125 blocos com fase exploratória encerrada.

### Prática contábil

Gastos 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;
- 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. 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 maiores 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, por uma comissão interna de executivos técnicos da companhia; 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.

## 26.1. 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:

<b>Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência <sup>(*)</sup></b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Custos de prospecção capitalizados até um ano	884	331
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	16.291	15.677
<b>Saldo final</b>	<b>17.175</b>	<b>16.008</b>
Número de projetos com custos de prospecção capitalizados acima de um ano	43	49
	<b>2019</b>	<b>Número de poços</b>
2018	217	1
2017	193	1
2016	1.175	4
2015	3.434	14
2014 e anos anteriores	11.272	46
<b>Saldo total</b>	<b>16.291</b>	<b>66</b>

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

Do total de R\$ 16.291 para 43 projetos que incluem poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, R\$ 15.485 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\$ 806 foram incorridos em custos referentes às atividades necessárias à avaliação das reservas e o possível desenvolvimento das mesmas.

## 27. 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\$ 11.288 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, permanecendo em vigor R\$ 8.232 líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, R\$ 6.605 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e R\$ 1.627 referem-se a garantias bancárias.

## 28. 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 2019 a companhia detém participação em 112 consórcios em parceria com 42 empresas parceiras, dentre os quais a Petrobras é operadora em 64 consórcios (124 consórcios, 44 parceiros e operadora de 72 parcerias em 31 de dezembro de 2018). As parcerias formadas em 2018 e 2019 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	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
Roncador	Bacia de Campos	75%	Equinor – 25%	Petrobras	2018	Concessão – Alienação de 25% para a Equinor	N/A
Uirapuru	Pré Sal Bacia de Santos	30%	ExxonMobil – 28% Equinor – 28% Petrogal – 14%	Petrobras	2018	Partilha – 4ª Rodada de Licitações da ANP	795
Dois Irmãos	Pré Sal Bacia de Campos	45%	BP – 30% Equinor – 25%	Petrobras	2018	Partilha – 4ª Rodada de Licitações da ANP	180
Três Marias	Pré Sal Bacia de Santos	30%	Shell – 40% Chevron – 30%	Petrobras	2018	Partilha – 4ª Rodada de Licitações da ANP	30
C-M-657	Bacia de Campos	30%	Exxon – 40% Equinor – 30%	Petrobras	2018	Concessão – 15ª Rodada de Licitações da ANP	639
C-M-709	Bacia de Campos	40%	Exxon – 40% Equinor – 20%	Petrobras	2018	Concessão – 15ª Rodada de Licitações da ANP	600
C-M-789	Bacia de Campos	30%	Exxon – 40% Qatar – 30%	Exxon	2018	Concessão – 15ª Rodada de Licitações da ANP	847
C-M-753	Bacia de Campos	30%	Exxon – 40% Qatar – 30%	Exxon	2018	Concessão – 15ª Rodada de Licitações da ANP	99
POT-M-859 POT-M-952	Bacia Potiguar	60%	Shell – 40%	Petrobras	2018	Concessão – 15ª Rodada de Licitações da ANP	20
Lapa (BM-S-9A)	Pré Sal Bacia de Santos	10%	Total – 35% Shell – 30% Repsol Sinopec – 25%	Total	2018	Concessão – Alienação de 35% para a Total	N/A
Iara (BM-S-11A)	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell – 25% Total – 22,50% Petrogal – 10%	Petrobras	2018	Concessão – Alienação de 22,50% para a Total	N/A

A atuação da Petrobras em parcerias traz benefícios por meio do compartilhamento de riscos, do aumento da capacidade de investimentos, do intercâmbio técnico e/ou tecnológico, que visam, ao final, o crescimento na produção de petróleo e gás. A seguir a produção referente à participação da Petrobras nos consórcios em que é operadora:

Campo	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Operador	Produção parcela Petrobras em 2019 (boed)	Regime
Lula	Pré Sal Bacia de Santos	67,50%	Shell – 23,2% Petrogal – 9,3%	Petrobras	768.225	Concessão
Roncador	Bacia de Campos	75%	Equinor – 25%	Petrobras	144.870	Concessão
Sapinhoá	Pré Sal Bacia de Santos	45%	Shell – 30% Repsol Sinopec – 25%	Petrobras	134.666	Concessão
Albacora Leste	Bacia de Campos	90%	Repsol Sinopec – 10%	Petrobras	20.010	Concessão
Mero	Pré Sal Bacia de Santos	40%	Total – 20% Shell – 20% CNODC – 10% CNOOC – 10%	Petrobras	17.326	Partilha
Papa-Terra	Bacia de Campos	62,50%	Chevron – 37,5%	Petrobras	10.911	Concessão
Manati	Bacia de Camamu	35%	Enauta Energia S.A. – 45% Brasãoil – 10% Geopark – 10%	Petrobras	7.903	Concessão
Berbigão	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell – 25% Total – 22,5% Petrogal – 10%	Petrobras	765	Concessão

**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.

**28.1. Acordos de Individualização da Produção**

Em 31 de dezembro de 2019 a Petrobras possui uma provisão de R\$ 456 para fazer frente a ressarcimentos relativos a Acordos de Individualização da Produção (AIPs) celebrados no Brasil com empresas parceiras (Shell, Petrogal, Repsol e Total) em consórcios de E&P, que já foram submetidos à aprovação da ANP. Esses acordos resultarão em pagamentos de equalizações de gastos e volumes de produção referentes aos campos de Berbigão, Sururu, Atapu e Albacora Leste.

Durante o ano de 2019 a Petrobras efetuou pagamentos da ordem de R\$ 379 em cumprimento a Acordos de Equalização de Gastos e Volumes (AEGV) firmados com a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo (PPSA) e empresas parceiras nos consórcios de E&P operados pela Petrobras.

A movimentação do valor a pagar está apresentada a seguir:

	Consolidado	
	2019	2018
Saldo inicial	617	161
Adições/baixas no Imobilizado	205	(235)
Atualização monetária	16	8
Pagamentos realizados	(379)	(381)
Outras (despesas) receitas operacionais	(3)	1.064
<b>Saldo final</b>	<b>456</b>	<b>617</b>

**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 onde 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.

## 29. Investimentos

### 29.1. 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
<b>Empresas Consolidadas</b>						
<b>Subsidiárias e controladas</b>						
Petrobras International Braspetro - PIB BV	Diversos	100,00	100,00	166.258	9.676	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	RTC	100,00	100,00	3.565	611	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	3.655	914	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gás e Energia	51,00	51,00	2.167	350	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	1.265	244	Brasil
Liquigás Distribuidora S.A.	RTC	100,00	100,00	979	121	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	(277)	(545)	Brasil
Termomacê Ltda.	Gás e Energia	100,00	100,00	419	159	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	433	5	Ilhas Cayman
Breitener Energética S.A.	Gás e Energia	93,66	93,66	712	(68)	Brasil
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85	98,85	626	79	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	306	13	Brasil
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	Gás e Energia	100,00	100,00	105	20	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,20	99,20	88	48	Brasil
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	45	8	Brasil
Termomacê Comercializadora de Energia Ltda	Gás e Energia	100,00	100,00	10	-	Brasil
5283 Participações Ltda.	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	2	-	Brasil
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A. - TBG	Gás e Energia	51,00	51,00	572	208	Brasil
<b>Operações em conjunto</b>						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	240	47	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gás e Energia	50,00	50,00	131	33	Brasil
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>						
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	1.044	(76)	Brasil
Cia Energética Manauara S.A.	Gás e Energia	40,00	40,00	196	27	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	194	70	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,33	77	30	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	77	13	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	92	5	Brasil
Metanol do Nordeste S.A. - Metanor	RTC	34,54	49,53	47	18	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	43	3	Brasil
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	41	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	36	1	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
Transportadora Sulbrasileira de Gás	Gás e Energia	25,00	25,00	23	2	Brasil
<b>Coligadas</b>						
Sete Brasil Participações S.A. (i)	E&P	5,00	5,00	(26.851)	(114)	Brasil
Fundo de Investimento em Participações de Sondas - FIP Sondas	E&P	4,59	4,59	-	1	Brasil
Braskem S.A. (ii)	RTC	36,20	47,03	7.416	277	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	18,80	18,80	334	(86)	Brasil
Petrobras Distribuidora S.A. - BR (ii)	Corporativo e outros negócios	37,50	37,50	9.600	1.236	Brasil
Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG	Gás e Energia	10,00	10,00	9.828	2.111	Brasil
Deten Química S.A.	RTC	27,88	28,56	500	77	Brasil
Energética SUAPE II	Gás e Energia	20,00	20,00	400	144	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gás e Energia	20,00	20,00	220	31	Brasil
Nitroclor Ltda.	RTC	38,80	38,80	1	-	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	-	-	Brasil
Nova Transportadora do Sudeste - NTS	Gás e Energia	10,00	10,00	2.641	2.218	Brasil
GNL Gemini LTDA	Gás e Energia	40,00	40,00	135	4	Brasil

(i) As obrigações da companhia estão limitadas aos investimentos realizados na Sete Brasil Participações S.A., portanto, embora o patrimônio líquido da empresa esteja negativo, não há provisão para perda constituída.

(ii) Informações relativas a 30.09.2019, últimas disponibilizadas ao mercado.



Em 2019, tivemos as seguintes movimentações societárias:

- i) As empresas Petrobras Distribuidora S.A. (BR) e Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) passaram a ser coligadas;
- ii) A Petrobras logística de gás (Logigás) foi incorporada pela Petrobras e a PNBV passou a ser investida direta da PIBBV.
- iii) A Petrobras passou a ter participação direta nas investidas da Logigás (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A., GNL Gemini LTDA e Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A)

A 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 líquido (GNL), assim como a captação e repasse de empréstimos como parte de suas operações financeiras no âmbito do Grupo Petrobras;
- 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 do Grupo Petrobras; Petrobras America Inc. – PAI (100%, sediada nos Estados Unidos) com atividades de E&P (MP Gulf of Mexico, LLC) e
- a partir de 9 de julho de 2019, a PNBV, que possui operações em conjunto: Tupi BV (65%), Guarã 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%), constituídas com o propósito de construção e aluguel de equipamentos e plataformas para as operações no segmento de E&P no Brasil, todas sediadas na Holanda.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

## 29.2. Mutação dos investimentos (Controladora)

	Saldo em 31.12.2018	Aportes de capital	Transferên- cias 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 31.12.2019
<b>Controladas</b>									
PNBV (*)	111.759	-	-	(118.833)	8.449	(1.375)	-	-	-
PIB BV	25.864	-	-	118.831	2.240	7.430	5	-	154.370
TAG	12.810	-	-	(11.278)	520	-	751	(2.803)	-
Petrobras Distribuidora	6.716	-	-	(5.359)	209	-	-	(1.566)	-
Transpetro	3.291	-	-	-	708	46	(481)	(43)	3.521
PB-LOG	2.538	-	-	-	829	-	-	(917)	2.450
PBIO	1.666	-	-	(632)	244	-	(13)	-	1.265
Gaspetro	1.025	-	-	(1)	178	-	-	(99)	1.103
Breitener	728	-	-	-	(63)	-	-	-	665
Logigás	723	-	-	(788)	307	-	-	(242)	-
Liquigás	1.101	-	(1.087)	-	88	-	-	(102)	-
Outras Controladas	1.016	254	-	390	45	(9)	15	(254)	1.457
<b>Operações em conjunto</b>	207	-	-	-	40	-	-	(61)	186
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>	329	70	-	(7)	51	-	1	(107)	337
<b>Coligadas</b>									
Transportadora Associada de Gás S.A.	-	-	-	1.178	41	-	43	(120)	1.142
Nova Transportadora do Sudeste - NTS	1.021	-	-	(64)	222	-	-	(216)	963
Demais coligadas (***)	5.014	5	-	10.512	(431)	80	233	(225)	15.188
<b>Subsidiárias, controladas, operações/empreendi- mentos em conjunto e coligadas</b>	175.808	329	(1.087)	(6.051)	13.677	6.172	554	(6.755)	182.647
Outros investimentos	19	-	-	-	-	-	-	-	19
<b>Total dos Investimentos</b>	175.827	329	(1.087)	(6.051)	13.677	6.172	554	(6.755)	182.666
Provisão para perda em controladas					-	-	-		
Resultado de empresas classificadas como mantidas para venda					30	-	(14)		
					13.707		540		

(\*) Em 9 de julho de 2019, passou a ser controlada da PIBBV, conforme nota explicativa 30.

(\*\*) Inclui a reestruturação societária da TAG e da Petrobras Distribuidora que passaram de controladas para coligadas e a incorporação da PNBV, conforme nota explicativa 30.

(\*\*\*) Inclui Petrobras Distribuidora e Braskem S/A.

**NOTAS EXPLICATIVAS****PETROBRAS**

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

**29.3. Mutação dos investimentos (Consolidado)**

	Saldo em 31.12.2018	Aportes de capital	Transferência para ativos 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 31.12.2019
<b>Empreendimentos controlados em Conjunto</b>									
MP Gulf of Mexico, LLC	2.409	-	-	-	319	103	-	(504)	2.327
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural	1.192	1	-	199	347	-	-	(206)	1.533
Compañia Mega S.A. - MEGA	304	-	-	-	41	13	-	(39)	319
Demais empresas	626	126	(24)	(86)	103	1	1	(113)	634
<b>Coligadas</b>									
Nova Transportadora do Sudeste - NTS	1.021	-	-	(64)	222	-	-	(216)	963
Transportadora Associada de Gás S.A.	-	-	-	1.178	41	-	43	(120)	1.142
Demais empresas (**)	5.077	32	(26)	10.600	(526)	74	228	(231)	15.228
Outros Investimentos	61	-	-	(41)	-	-	-	-	20
<b>Total dos Investimentos</b>	<b>10.690</b>	<b>159</b>	<b>(50)</b>	<b>11.786</b>	<b>547</b>	<b>191</b>	<b>272</b>	<b>(1.429)</b>	<b>22.166</b>

(\*) Inclui a reestruturação societária da TAG e da Petrobras Distribuidora que passaram de controladas para coligadas, conforme nota explicativa 30.

(\*\*) Inclui Petrobras Distribuidora e Braskem.

**29.4. Investimentos em coligadas com ações negociadas em bolsas**

Empresa Coligada	Lote de mil ações		Cotação em bolsa de valores (R\$ por ação)		Valor de mercado	
	31.12.2019	Tipo	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Petrobras Distribuidora	1.165.000	ON	30,07	24,77	35.032	28.857
					35.032	28.857

Empresa	Lote de mil ações		Tipo	Cotação em bolsa de valores (R\$ por ação)		Valor de mercado	
	31.12.2019	31.12.2018		31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
<b>Coligada</b>							
Braskem S.A.	212.427	212.427	ON	31,54	45,51	6.700	9.668
Braskem S.A.	75.762	75.762	PNA	29,85	47,38	2.261	3.590
						<b>8.961</b>	<b>13.258</b>

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. - Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores**

Em 04 de junho de 2019, a Odebrecht S.A., notificou a Petrobras que foram encerradas as tratativas com a LyondellBasell, para uma potencial transação envolvendo a transferência da totalidade da participação detida pela Odebrecht no capital da Braskem.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem, estão sendo apresentadas na nota explicativa 25.3.

## 29.5. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da companhia é de R\$ 3.596 (R\$ 6.318 em 2018), dos quais, principalmente, R\$ 1.062 são atribuíveis aos acionistas não controladores da Gaspetro (R\$ 987 em 2018), R\$ 817 das Entidades Estruturadas (R\$ 798 em 2018), R\$ 1.384 do FIDC (R\$ 1.418 em 2018) e R\$ 280 da TBG (R\$ 252 em 2018).

A seguir estão apresentadas suas informações contábeis sumarizadas:

	Gaspetro		Entidades estruturadas		FIDC		TBG		BR
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2018
Ativo circulante	368	308	3.197	3.200	66.009	25.658	620	676	12.803
Ativo realizável a longo prazo	246	225	2.363	3.029	-	-	2	2	6.236
Investimentos	1.533	1.395	-	-	-	-	-	-	34
Imobilizado	5	2	-	-	-	-	1.735	1.797	5.797
Outros ativos não circulantes	292	296	-	-	-	-	7	9	475
	<b>2.444</b>	<b>2.226</b>	<b>5.560</b>	<b>6.229</b>	<b>66.009</b>	<b>25.658</b>	<b>2.364</b>	<b>2.484</b>	<b>25.345</b>
Passivo circulante	162	100	31	292	24	14	421	672	4.561
Passivo não circulante	114	114	4.450	5.139	-	-	1.370	1.297	11.098
Patrimônio líquido	2.167	2.012	1.078	798	65.985	25.644	572	515	9.686
	<b>2.444</b>	<b>2.226</b>	<b>5.560</b>	<b>6.229</b>	<b>66.009</b>	<b>25.658</b>	<b>2.364</b>	<b>2.484</b>	<b>25.345</b>
Receita operacional líquida	538	418	-	-	-	-	1.680	1.553	97.770
Lucro líquido do exercício	350	271	162	(520)	3.592	1.787	709	586	3.193
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	28	(25)	63	469	3.102	(660)	11	27	2.573

A Gaspetro é uma empresa com participação em diversas distribuidoras de gás no Brasil, controlada da Petrobras (51%), 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 hidrotratamento de nafta de coque na Refinaria Henrique Lage – REVAP.

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

Em 22 de maio de 2019, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda adicional de sua participação na BR por meio de uma oferta pública secundária de ações; com a colocação integral das ações do lote suplementar, ocorridas em 23 de julho e 25 de julho de 2019, a participação da Petrobras foi reduzida para 37,50% do capital da BR. Desta forma, a Petrobras deixou de ser a controladora da BR, conforme detalhado na nota explicativa 30.

## 29.6. 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)

	2019				2018			
	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	4.623	1.501	666	37.186	4.501	587	613	23.269
Ativo Realizável a Longo Prazo	1.958	-	21	19.668	2.014	-	38	5.337
Imobilizado	2.582	12.622	194	81.461	3.356	14.114	175	41.500
Outros ativos não circulantes	2.559	1	-	6.365	2.458	-	-	3.343
	<b>11.722</b>	<b>14.124</b>	<b>881</b>	<b>144.680</b>	<b>12.329</b>	<b>14.701</b>	<b>826</b>	<b>73.449</b>
Passivo Circulante	3.184	956	300	27.211	4.506	333	278	23.451
Passivo não Circulante	3.255	1.502	75	116.397	2.609	2.322	89	61.842
Patrimônio Líquido	5.120	9.339	320	1.027	5.247	9.637	305	(11.289)
Participação dos Acionistas não Controladores	163	2.327	186	45	(33)	2.409	154	(555)
	<b>11.722</b>	<b>14.124</b>	<b>881</b>	<b>144.680</b>	<b>12.329</b>	<b>14.701</b>	<b>826</b>	<b>73.449</b>
Receita Operacional Líquida	16.070	5.127	530	158.666	14.527	337	496	64.353
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	972	1.670	68	9.533	335	177	62	4.966
Percentual de Participação - %	20 a 51,5%	20%	34 a 45%	4,59 a 40%	20 a 83%	20%	34 a 50%	5 a 49%

## 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 2019, 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 do Grupo Petrobras (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.

## **30. Vendas de ativos e outras reestruturações societárias**

A companhia tem em vigor uma carteira de parcerias e desinvestimentos e avalia oportunidades de alienação de ativos não estratégicos em suas diversas áreas de atuação. As parcerias, por sua vez, proporcionam o compartilhamento e o desenvolvimento de novas tecnologias, o fortalecimento da governança corporativa e o compartilhamento de riscos e investimentos futuros. A carteira de parcerias e desinvestimentos é dinâmica, pois o 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.

Em 2019 as parcerias e desinvestimentos resultaram no montante de R\$ 41.049 de entrada de caixa, permitindo em conjunto com as demais iniciativas listadas no Plano Estratégico, alcançar um indicador financeiro (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado) de 2,46 em dezembro de 2019 considerando os efeitos relativos ao IFRS 16 (meta de 1,5 para dezembro de 2020).

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)

					31.12.2019	Consolidado 31.12.2018
	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Total	Total
<b>Ativos classificados como mantidos para venda</b>						
Caixa e Equivalentes de Caixa	3	15	-	-	18	154
Contas a receber	5	272	-	-	277	150
Estoques	-	52	-	-	52	184
Investimentos	1.414	15	-	-	1.429	3.769
Imobilizado	7.148	1.100	-	-	8.248	2.887
Outros	1	308	-	-	309	396
<b>Total</b>	<b>8.571</b>	<b>1.762</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10.333</b>	<b>7.540</b>
<b>Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda</b>						
Fornecedores	-	108	-	-	108	3
Financiamentos	-	-	-	572	572	-
Provisão para desmantelamento de área	11.934	-	-	-	11.934	3.610
Outros	-	470	-	-	470	195
<b>Total</b>	<b>11.934</b>	<b>578</b>	<b>-</b>	<b>572</b>	<b>13.084</b>	<b>3.808</b>

### 30.1. 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 2019.

#### a) Venda da Petrobras Oil & Gas B.V.

Em 31 de outubro de 2018, a Petrobras International Braspetro BV ("PIBBV") assinou contrato para 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). A PO&GBV é uma *joint venture* na Holanda, com ativos localizados na Nigéria.

Em 31 de dezembro de 2019, a companhia reconheceu *impairment* de R\$ 366 (em 2018, reversão de R\$ 181 reconhecida como resultado de participações em investimento).

Em 31 de dezembro de 2019, a transação estava sujeita ao cumprimento de condições precedentes.

Em 14 de janeiro de 2020, 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, restando US\$ 25 milhões a ser recebido até 30 de junho de 2020 e US\$ 123 milhões (valor nominal) que será recebido tão logo o processo de redeterminação do campo de Abgami seja implementado.

#### b) Aliança Estratégica entre Petrobras e Total

A Petrobras e a empresa Total possuem uma Aliança Estratégica com base no Acordo Geral de Colaboração assinado em 21 de dezembro de 2018 - cessão de direitos de 10% da Petrobras para a Total do campo de Lapa, no Bloco BM-S-9. A Petrobras exerceu a opção de venda dos 10% restantes de sua participação, conforme previsto no contrato assinado em janeiro de 2018, quando a Total adquiriu 35% da participação da Petrobras, ficando com a operação do campo. O valor de venda é de US\$ 50 milhões, sujeito a ajuste de preço. A operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes.

Em relação ao Acordo Geral de Colaboração referente a venda de 50% de participação detida pela Petrobras na Termobahia para a Total, incluindo as térmicas Termocamaçari (antiga Rômulo Almeida) e Termobahia (antiga Celso Furtado), não há expectativa que a negociação seja concluída nos próximos 12 meses, e por isso os ativos deixaram de ser classificados como mantidos para venda.



**c) Venda do campo de Baúna**

Em 24 de julho de 2019, a Petrobras assinou contrato para venda de 100% de sua participação no campo de Baúna (área de concessão BM-S-40), localizado em águas rasas na Bacia de Santos, para Karoon Petróleo & Gás Ltda, subsidiária da Karoon Energy Ltd. O valor da transação é de US\$ 665 milhões, a ser pago em duas parcelas: (i) US\$ 49,9 milhões na assinatura do contrato; e (ii) US\$ 615,1 milhões na data de fechamento da operação, sem considerar os ajustes devidos.

A conclusão da transação está sujeita ao cumprimento das condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

**d) Venda dos Polos Pampo e Enchova**

Em 24 de julho de 2019, a Petrobras assinou contrato para venda total de sua participação (100%) em ativos de exploração e produção em águas rasas na Bacia de Campos, no litoral do Rio de Janeiro, referentes aos Polos Pampo e Enchova, que englobam os campos de Enchova, Enchova Oeste, Marimbá, Piraúna, Bicudo, Bonito, Pampo, Trilha, Linguado e Badejo, para a Trident Energy do Brasil LTDA, uma subsidiária da Trident Energy L.P.

O valor da transação é de US\$ 851 milhões, em duas parcelas: (i) US\$ 53,2 milhões pagos na data da assinatura do contrato; e (ii) US\$ 797,8 milhões a ser pago na data de fechamento da operação, sem considerar os ajustes devidos.

O fechamento destas operações está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, dentre elas a aprovação pela ANP e que o comprador tenha obtido a Licença de Operação junto ao IBAMA.

**e) Venda de campos na Bacia Potiguar**

Em 9 de agosto de 2019, a Petrobras assinou contrato para venda da totalidade de sua participação em um conjunto de campos de produção, terrestres e marítimos, denominado Polo Macau, na Bacia Potiguar, localizados no Estado do Rio Grande do Norte, com a SPE 3R Petroleum S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum e Participações S.A.

O Polo Macau engloba os campos de Aratum, Macau, Serra, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão e Sanhaçu. A Petrobras detém 100% de participação em todas as concessões, com exceção da concessão de Sanhaçu, na qual é operadora com 50% de participação, enquanto os 50% restantes são da Petrogal.

O valor da venda é de US\$ 191,1 milhões, pago em duas parcelas: (i) US\$ 48 milhões com a assinatura do contrato; e (ii) US\$ 143,1 milhões no fechamento da transação, sem considerar os ajustes devidos.

O fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

**f) Venda da Liqueigás Distribuidora S.A.**

Em 19 de novembro de 2019, a Petrobras assinou com a Copagaz e a Nacional Gás Butano contrato para a venda da totalidade da sua participação na Liqueigás. O valor da venda é de R\$ 3,7 bilhões, a ser ajustado conforme regras contratuais e pago no fechamento da transação. Como parte da estruturação da operação, será realizado investimento acionário minoritário e relevante por parte da Itaúsa na Copagaz.

O fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, dentre elas a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

**g) Venda do Campo de Frade**

Em 28 de novembro de 2019, a Petrobras assinou contrato para venda de 30% da concessão de Frade (localizada na Bacia de Campos, litoral norte do estado do Rio de Janeiro). Atualmente, a PetroRio por meio de suas subsidiárias, detém os 70% restantes da concessão de Frade.

A transação também incluiu 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.

O valor da venda totaliza US\$ 100 milhões, sendo: (i) US\$ 7,5 milhões pagos na assinatura do contrato; e (ii) US\$ 92,5 milhões a serem pagos no fechamento da transação, sujeito aos ajustes devidos. Além disso, há o montante de US\$ 20 milhões contingente à uma potencial nova descoberta no campo.

A conclusão da transação está sujeita ao cumprimento das condições precedentes, tais como a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

#### **h) 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 ou 12 (doze) meses após a submissão do AIP a ANP, o que ocorrer primeiro.

### **30.2. Operações concluídas**

#### **a) Empresas de distribuição no Paraguai**

Em 26 de junho de 2018, a Petrobras assinou os contratos para a compra e venda (*Sale and Purchase Agreement – SPA*) referente à alienação integral da participação societária da Petrobras, por meio da sua subsidiária integral Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), nas empresas Petrobras Paraguay Distribución Limited (PPDL UK), Petrobras Paraguay Operaciones y Logística SRL (PPOL) e Petrobras Paraguay Gas SRL (PPG) para o Grupo Copetrol.

Em 8 de março de 2019, a operação de venda foi concluída, após o cumprimento de todas as condições precedentes, e com o pagamento de US\$ 331,8 milhões, incluindo US\$ 45,2 milhões de caixa das empresas e US\$ 7,1 milhões relativos a ajuste de capital de giro. Este valor é adicional aos US\$ 49,3 milhões depositados na data da assinatura (27 de junho de 2018) em uma conta garantia (*escrow account*). O ganho apurado na operação foi de R\$ 531, reconhecido em outras receitas operacionais. Adicionalmente, em decorrência desta operação, a perda de R\$ 127, oriunda da depreciação cambial do guarani frente ao dólar, acumulada desde a aquisição do investimento e anteriormente reconhecida no patrimônio líquido como ajuste acumulado de conversão foi reclassificada para resultado, como outras despesas operacionais.

#### **b) Cessão de participação em três campos na Bacia de Campos**

Em 28 de novembro de 2018, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a cessão total de sua participação de 100% nos campos de Pargo, Carapeba e Vermelho, o chamado Polo Nordeste, localizados em águas rasas na costa do estado do Rio de Janeiro para a empresa Perenco. O valor da transação é de US\$ 370 milhões, sendo 20% (US\$ 74 milhões) pagos na assinatura do contrato de compra e venda e o restante no fechamento da transação, considerando os ajustes devidos.

Em 8 de outubro de 2019, após o cumprimento de todas as condições precedentes, a operação de venda foi concluída com o pagamento de US\$ 324 milhões, considerando os ajustes previstos no contrato. O ganho apurado na operação foi de R\$ 3.241, principalmente pela reversão da provisão para desmantelamento da área, reconhecido em outras receitas operacionais.

**c) Cessão de participação em campos terrestres**

Em 27 de novembro de 2018, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a cessão de sua participação total em 34 campos de produção terrestres, localizados na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte para a empresa 3R Petroleum. O valor da transação envolvido era de US\$ 453,1 milhões, mas a operação não foi concluída pelas partes.

Desta forma, a companhia solicitou a revalidação aos demais ofertantes e a PetroReconcavo, empresa classificada em segundo lugar no processo de venda, comunicou que a sua proposta permanecia válida. O valor total da transação da oferta foi de US\$ 384,20 milhões. Deste valor, US\$ 61,47 milhões estão condicionados à aprovação da prorrogação das concessões pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e seu valor presente é US\$ 46,60 milhões. Os contratos foram assinados no dia 25 de abril de 2019 e a PetroReconcavo realizou o adiantamento no valor de US\$ 28,82 milhões nesta data.

Em 9 de dezembro de 2019, a operação foi concluída com o pagamento de US\$ 266 milhões para a Petrobras, após o cumprimento de todas as condições precedentes e ajustes previstos no Contrato, além do valor de US\$ 28,8 milhões recebido a título de depósito (adiantamento da operação) na data de assinatura, em 25 de abril de 2019.

Adicionalmente, a Petrobras assumiu a obrigação de reembolsar o valor de abandono à PetroReconcavo, no valor de US\$ 5,28 milhões (valor presente).

O ganho apurado na operação foi de R\$ 909, reconhecido em outras receitas operacionais.

**d) Cessão de 50% de participação nos Campos de Tartaruga Verde e Espadarte Módulo III**

Em 25 de abril de 2019, a Petrobras assinou um contrato de compra e venda para cessão de 50% dos direitos de exploração e produção do campo de Tartaruga Verde (concessão BM-C-36) e do Módulo III do campo de Espadarte para a PETRONAS Petroleo Brasil Ltda, subsidiária da Petroliam Nasional Berhad. O valor da transação é de US\$ 1.293,5 milhões, com pagamento na data de assinatura do contrato de US\$ 258,7 milhões.

Em 27 de dezembro de 2019, a operação foi concluída com o pagamento de US\$ 691,9 milhões para a Petrobras, após o cumprimento de todas as condições precedentes e ajustes previstos no contrato. A parcela de US\$ 342,9 milhões foi ajustada com base no lucro auferido pela Petrobras no período de 1º de janeiro a 27 de dezembro de 2019, considerando o direito econômico da Petronas, com 50% de participação, em função da data base da transação ser 1º de janeiro de 2019.

A Petrobras continuará como operadora dos campos e a perda apurada na operação foi de R\$ 303, reconhecido em outras despesas operacionais.

**e) Venda da Refinaria de Pasadena**

Em 30 de janeiro de 2019, a Petrobras America Inc. (PAI) assinou com a empresa Chevron U.S.A. Inc., contrato de compra e venda (*Share Purchase Agreement – SPA*) referente à alienação integral das ações detidas pela PAI nas empresas Pasadena Refining System Inc. (PRSI) e PRSI Trading LLC (PRST), empresas que compõem o sistema de refino de Pasadena, nos Estados Unidos.

Em 1º de maio de 2019, a operação de venda foi concluída, após o cumprimento de todas as condições precedentes e com o pagamento de US\$ 467 milhões, sendo US\$ 350 milhões pelo valor das ações e US\$ 117 milhões de capital de giro, sujeito a ajuste de preços.

Com a conclusão da operação foi apurada uma perda de R\$ 184 (US\$ 48,5 milhões), reconhecida em outras despesas operacionais.

**f) Venda de Participação na Transportadora Associada de Gás**

Em 25 de abril de 2019, a companhia assinou o contrato de compra e venda para alienação de 90% da participação na Transportadora Associada de Gás (TAG) para o grupo formado pela ENGIE e pelo fundo canadense *Caisse de Dépôt et Placement du Québec*, que utilizaram uma companhia brasileira de capital fechado, denominada Aliança Transportadora de Gás Participações S.A. (Aliança) para adquirir o controle da TAG.

Em 13 de junho de 2019, após o cumprimento das condições precedentes previstas no contrato de compra e venda, a operação foi concluída pelo valor de R\$ 33.499, conforme detalhamento a seguir:

- R\$ 29.412, correspondentes à aquisição de 90% das ações da TAG;
- R\$ 2.094 pela venda de ações adicionais, para que a Petrobras continuasse com 10% de participação após reestruturação societária promovida pelos novos controladores na TAG; e
- R\$ 1.993 pagos pela Aliança à TAG por meio de contrato de mútuo destinados à liquidação do saldo de dívida junto ao BNDES.

Em 2 de setembro de 2019, a TAG incorporou a Aliança e a Petrobras transferiu 64.016 ações ordinárias de emissão da TAG para os novos controladores em contrapartida aos R\$ 2.094 recebidos em junho de 2019.

O ganho apurado na operação foi de R\$ 21.405, incluindo o ganho de remensuração da parcela remanescente de R\$ 2.143, reconhecido em outras receitas operacionais.

No âmbito da operação, a Petrobras ficou responsável por determinadas contingências da TAG, classificadas como de perda possível, no montante de R\$ 2.470 em 31 de dezembro de 2019.

A Petrobras continuará a utilizar os serviços de transporte de gás natural prestados pela TAG, por meio dos contratos já vigentes entre as duas companhias, sem qualquer impacto em suas operações.

**g) Oferta pública de ações da Petrobras Distribuidora (BR)**

Em 22 de maio de 2019, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda adicional de sua participação na BR por meio de uma oferta pública secundária de ações (*follow-on*).

Em 23 de julho de 2019, a Petrobras realizou a precificação da oferta pública secundária de ações. Nesta data, o Conselho de Administração aprovou a venda de 349.500.000 ações, referentes aos lotes base e adicional, ao preço por ação de R\$24,50, perfazendo o montante de R\$ 8,6 bilhões.

Em 25 de julho de 2019, o lote suplementar foi integralmente exercido e a quantidade de ações ofertadas foi acrescida de 43.687.500 ações, nas mesmas condições e ao mesmo preço por ação das ações inicialmente ofertadas. Com a colocação integral das ações do lote suplementar, o montante da oferta totalizou R\$9,6 bilhões e a participação da Petrobras foi reduzida para 37,50% do capital social da BR. Com a conclusão da operação, a Petrobras deixa de ser a controladora da BR.

A companhia apurou um ganho líquido de impostos de R\$ 9.251 (R\$ 13.948 antes dos impostos) como resultado desta operação, incluindo o ganho na remensuração da parcela remanescente de R\$ 7.414, reconhecido em resultado líquido de Operações Descontinuadas.

Além de ser classificado como mantido para venda em junho de 2019, o investimento foi considerado como uma "operação descontinuada", por ser um componente da companhia que representa uma importante linha separada de negócios.

Os efeitos nos resultados dos períodos e fluxos de caixa relativos à operação descontinuada estão apresentados a seguir:

**NOTAS EXPLICATIVAS****PETROBRAS**

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

**DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO**

	<b>Consolidado</b>	
	<b>Jan-Jul/2019</b>	<b>Jan-Dez/2018</b>
Receita de vendas	22.165	39.581
Custo dos produtos e serviços vendidos	(18.895)	(33.725)
Lucro bruto	3.270	5.856
Despesas	(2.254)	(3.444)
Vendas	(1.694)	(2.923)
Gerais e administrativas	(448)	(786)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	-	-
Tributárias	(55)	(315)
Reversão/Perdas no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	-	-
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(57)	580
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	1.016	2.412
Resultado financeiro líquido	536	2.398
Resultado de participações em investidas	1	(1)
Lucro antes dos impostos	1.553	4.809
Imposto de renda e contribuição social	(582)	(1.616)
<b>Lucro do período da operação descontinuada - BR</b>	<b>971</b>	<b>3.193</b>
Ganho na operação de venda de participação	13.948	-
Imposto de renda sobre ganho na operação de venda	(4.791)	-
<b>Lucro do período da operação descontinuada</b>	<b>10.128</b>	<b>3.193</b>
Atribuível aos:		-
Acionistas da Petrobras	10.128	3.193
<b>Lucro do período da operação descontinuada</b>	<b>10.128</b>	<b>3.193</b>

**DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA**

	<b>Consolidado</b>	
	<b>Jan-Jul/2019</b>	<b>Jan-Dez/2018</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades operacionais</b>		
Lucro do período	10.128	3.193
Ajustes para:		
Despesa atuarial de planos de pensão e saúde	279	438
Depreciação, depleção e amortização	296	417
Variação cambial, monetária e Enc.sobre financiamentos	(508)	(2.459)
Imposto de renda e contribuição social diferidos líquidos	532	1.616
Outros	415	(343)
Redução (aumento) de ativos		
Contas a receber	1.745	1.728
Outros	(622)	(257)
Aumento (redução) de passivos		
Fornecedores	(670)	(560)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(394)	(26)
Planos de pensão e de saúde	(539)	(198)
Resultado das operações descontinuadas	(9.251)	-
Outros	(187)	(221)
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	1.224	3.328
<b>Fluxo de caixa das atividades de investimentos</b>		
Recebimento pela venda de ativos (Desinvestimentos)	7.257	(1)
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	(312)	(430)
Resgate (investimento) em títulos e valores mobiliários	242	233
Outros	9	2
Recursos líquidos utilizados nas atividades de investimentos	7.196	(196)
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamentos</b>		
Captações	-	964
Amortizações de principal - financiamentos	(116)	(137)
Amortizações de juros - financiamentos	(235)	(320)
Dividendos e Juros sobre capital próprio pagos	(1.518)	(1.034)
Outros	(113)	(31)
Recursos líquidos utilizados pelas atividades de financiamentos	(1.982)	(558)
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício	6.438	2.574
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	3.057	483
<b>Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício</b>	<b>9.495</b>	<b>3.057</b>

**h) Reestruturação no exterior**

Em 9 de julho de 2019, em decorrência do processo de reestruturação societária das empresas no exterior, a Petrobras aportou as ações da Petrobras Netherlands B.V. - PNBV na Petrobras International Braspetro B.V. - PIB BV pelo valor de US\$ 31.634 milhões (R\$ 121.228) correspondente ao patrimônio líquido da PNBV em 30 de junho de 2019, passando a PNBV a ser uma controlada da PIB BV.

**i) Incorporação da Petrobras Logística de Gás (Logigás)**

Em 28 de agosto de 2019, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a incorporação da Logigás, com sua consequente extinção, sem aumento do capital social da Petrobras.

**30.3. Fluxos de caixa advindos de venda de participação com perda de controle**

As vendas de participação na TAG, BR e PPD L UK (subsidiária da PIB BV) resultaram em perda de controle. A tabela a seguir apresenta os fluxos de caixa advindos dessas transações:

	Valor recebido	Caixa e equivalentes de caixa de controladas com perda de controle	Fluxo de caixa líquido
<b>2019</b>			
Petrobras Paraguay	1.474	303	1.171
TAG	31.536	667	30.869
BR (*)	9.495	2.238	7.257
<b>Total</b>	<b>42.505</b>	<b>3.208</b>	<b>39.297</b>
<b>2018</b>			
Petroquímica Suape e Citepe	1.523	50	1.473
<b>Total</b>	<b>1.523</b>	<b>50</b>	<b>1.473</b>

(\*) Fluxo de caixa das operações descontinuadas.

**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 mesma 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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

## 31. Informações por Segmento - Ativo

### 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
<b>Ativo</b>	<b>621.860</b>	<b>175.418</b>	<b>51.240</b>	<b>97.097</b>	<b>(19.604)</b>	<b>926.011</b>

### Ativo Consolidado por Segmento de Negócio - 31.12.2018

	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Circulante	20.630	46.360	7.853	82.939	(14.176)	143.606
Não circulante	492.059	124.450	52.626	46.975	757	716.867
Realizável a longo prazo	31.443	12.731	5.908	34.486	910	85.478
Investimentos	2.520	5.046	2.932	192	-	10.690
Imobilizado	450.073	105.998	42.845	11.066	(153)	609.829
Em operação	361.027	94.337	33.003	9.530	(153)	497.744
Em construção	89.046	11.661	9.842	1.536	-	112.085
Intangível	8.023	675	941	1.231	-	10.870
<b>Ativo</b>	<b>512.689</b>	<b>170.810</b>	<b>60.479</b>	<b>129.914</b>	<b>(13.419)</b>	<b>860.473</b>

As práticas contábeis para as informações por segmento estão descritas na nota explicativa 12 - Informações por Segmento - Resultado.

## 32. Financiamentos

### 32.1. Saldo por tipo de financiamento

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Mercado Bancário	21.452	37.107	20.428	36.091
Mercado de Capitais	13.980	12.863	12.694	5.945
Bancos de fomento	7.766	12.967	1.940	4.796
Partes relacionadas	-	-	61.142	23.920
Outros	53	34	-	-
<b>Total no país</b>	<b>43.251</b>	<b>62.971</b>	<b>96.204</b>	<b>70.752</b>
Mercado Bancário	66.727	93.474	22.080	38.541
Mercado de Capitais	130.899	153.548	-	-
Bancos de fomento	163	157	163	157
Agência de Crédito à Exportação	13.033	15.038	-	1.744
Partes relacionadas	-	-	244.391	214.685
Outros	909	973	-	-
<b>Total no exterior</b>	<b>211.731</b>	<b>263.190</b>	<b>266.634</b>	<b>255.127</b>
<b>Total de financiamentos</b>	<b>254.982</b>	<b>326.161</b>	<b>362.838</b>	<b>325.879</b>
Circulante	18.013	14.207	150.931	105.527
Não circulante	236.969	311.954	211.907	220.352

### 32.2. Movimentação e reconciliação com os fluxos de caixa das atividades de financiamento

	Saldo final em 31.12.2017	Adoção do IFRS 9	Captações	Amortizações de Principal (*)	Amortizações de Juros (*)	Encargos incorridos no exercício monetários e cambiais	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	(Ganhos)/perdas por modificação no fluxo	Saldo final em 31.12.2018
País	72.546	215	8.196	(18.917)	(4.465)	4.846	93	457	-	62.971
Exterior	288.178	585	30.337	(99.436)	(16.216)	16.021	5.018	38.749	(46)	263.190
<b>Total</b>	<b>360.724</b>	<b>800</b>	<b>38.533</b>	<b>(118.353)</b>	<b>(20.681)</b>	<b>20.867</b>	<b>5.111</b>	<b>39.206</b>	<b>(46)</b>	<b>326.161</b>



## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

	Saldo final em 31.12.2018	Captações	Amortizações de Principal (*)	Amortizações de Juros (*)	Encargos incorridos no período monetários e cambiais (**)	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
<b>Total</b>	<b>326.161</b>	<b>29.459</b>	<b>(103.862)</b>	<b>(18.063)</b>	<b>18.507</b>	<b>2.568</b>	<b>7.474</b>	<b>118</b>	<b>(7.380)</b>	<b>254.982</b>
Imobilizado a prazo		(290)	-	-						
Reestruturação de dívida		-	(3.380)	-						
Depósitos vinculados		-	-	242						
Operações descontinuadas		(13)	152	198						
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamento</b>		<b>29.156</b>	<b>(107.090)</b>	<b>(17.623)</b>						

(\*) Inclui pré-pagamentos.

(\*\*) Inclui apropriações de ágios, deságios e custos de transações associados.

Em linha com o Plano Estratégico da companhia, os empréstimos e financiamentos vêm se destinando, 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.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a companhia captou R\$ 29.156, destacando-se: (i) oferta de títulos no mercado de capitais internacional (*Global Notes*) no valor de R\$ 11.462 (US\$ 2.980 milhões), sendo R\$ 2.833 (US\$ 737 milhões) com a reabertura do título com vencimento em 2029 e R\$ 8.629 (US\$ 2.243 milhões) com a emissão de novo título com vencimento em 2049; (ii) oferta pública de debêntures no valor de R\$ 6.608 e (iii) captações no mercado bancário internacional, no valor de R\$ 7.365.

A companhia liquidou diversos empréstimos e financiamentos, no valor de R\$ 124.713, destacando-se: (i) a recompra e/ou resgate de R\$ 39.075 (US\$ 9.994 milhões) de títulos no mercado de capitais internacional, com o pagamento de prêmio líquido aos detentores dos títulos que entregaram seus papéis na operação no valor de R\$ 3.361; (ii) o pré-pagamento de R\$ 53.309 de empréstimos no mercado bancário nacional e internacional; e (iii) pré-pagamento de R\$ 2.218 de financiamentos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES.

Adicionalmente, a companhia realizou oferta de troca de títulos com vencimentos entre 2023 e 2029 no mercado de capitais internacional (*Global Notes*), em valores equivalentes a R\$ 15.043 (US\$ 3.650 milhões), para um novo título com vencimento em 2030 em valores equivalentes a R\$ 16.961 (US\$ 4.115 milhões), gerando um prêmio de R\$ 1.918 (US\$ 465 milhões) a ser pago aos detentores dos papéis no vencimento.

### Emissão de debêntures simples

Em 2019 a companhia efetuou as liquidações das ofertas públicas de debêntures simples não conversíveis em ações, da espécie quirografária, sem garantia, das 6ª e 7ª emissões, respectivamente, totalizando o valor de R\$ 6.608. As tabelas a seguir apresentam um resumo contendo as condições finais obtidas e a alocação das Debêntures entre as séries:

#### 6ª Emissão

Série	Tipo	Vencimento	Taxa final (após bookbuiding)	Volume alocado
1ª Série	Debênture Incentivada	15/01/2026	IPCA+ 4,0460% a.a.	898
2ª Série	Debênture Incentivada	15/01/2029	IPCA+ 4,2186% a.a.	1.694
3ª Série	Debênture Não Incentivada	15/01/2026	106,25% do CDI	1.008

#### 7ª Emissão

Série	Tipo	Vencimento	Taxa final (após bookbuiding)	Volume alocado
1ª Série	Debênture Incentivada	15/09/2029	IPCA + 3,6% a.a.	1.529
2ª Série	Debênture Incentivada	15/09/2034	IPCA + 3,9% a.a.	1.479

### 32.3. Informações resumidas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante)

Vencimento em							Consolidado	Valor justo
	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante	Total (**)	
Financiamentos em Dólares (US\$)(*):	14.155	12.721	11.195	23.549	26.234	106.710	194.564	230.114
Indexados a taxas flutuantes	11.065	6.975	8.684	17.953	20.060	15.508	80.245	
Indexados a taxas fixas	3.090	5.746	2.511	5.596	6.174	91.202	114.319	
Taxa média dos Financiamentos	5,3%	5,4%	5,5%	5,5%	5,6%	6,6%	6,2%	
Financiamentos em Reais (R\$):	3.109	2.463	6.144	7.188	8.122	15.317	42.343	51.522
Indexados a taxas flutuantes	1.364	1.510	4.882	6.333	6.280	6.751	27.120	
Indexados a taxas fixas	1.745	953	1.262	855	1.842	8.566	15.223	
Taxa média dos Financiamentos	3,8%	4,2%	4,5%	4,3%	3,8%	2,8%	3,7%	
Financiamentos em Euro (€):	553	818	1.565	1.655	54	5.682	10.327	13.777
Indexados a taxas fixas	553	818	1.565	1.655	54	5.682	10.327	
Taxa média dos Financiamentos	4,7%	4,7%	4,8%	4,6%	4,6%	4,6%	4,7%	
Financiamentos em Libras (£):	192	-	-	-	-	7.552	7.744	9.627
Indexados a taxas fixas	192	-	-	-	-	7.552	7.744	
Taxa média dos Financiamentos	6,2%	-	-	-	-	6,3%	6,3%	
Financiamentos Outras Moedas:	4	-	-	-	-	-	4	4
Indexados a taxas fixas	4	-	-	-	-	-	4	
Taxa média dos Financiamentos	10,1%	-	-	-	-	-	10,1%	
<b>Total em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>18.013</b>	<b>16.002</b>	<b>18.904</b>	<b>32.392</b>	<b>34.410</b>	<b>135.261</b>	<b>254.982</b>	<b>305.044</b>
Taxa média dos financiamentos	5,1%	5,2%	5,3%	5,3%	5,3%	6,3%	5,9%	
<b>Total em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>14.207</b>	<b>15.193</b>	<b>27.170</b>	<b>39.978</b>	<b>46.305</b>	<b>183.308</b>	<b>326.161</b>	<b>332.956</b>
Taxa média dos financiamentos	5,5%	5,9%	5,9%	5,8%	5,8%	6,4%	6,1%	

(\*) Inclui financiamentos em moeda nacional parametrizada à variação do dólar.

(\*\*) Em 31 de dezembro de 2019, o prazo médio de vencimento dos financiamentos é de 10,80 anos (9,14 anos em 31 de dezembro de 2018).

Em 31 de dezembro de 2019, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

- Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de R\$ 152.397 (R\$ 151.339, em 31 de dezembro de 2018); 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\$ 152.647 (R\$ 181.617, em 31 de dezembro de 2018).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 36.2.

### 32.4. 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	310	40
PGT BV	The Export - Import Bank of China	23/12/2019	27/12/2021	750	-	750
Petrobras	New Development Bank	27/08/2018	27/08/2022	200	40	160
Total				8.900	350	8.550
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	-	6.329

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.

## **32.5. Covenants e Garantias**

### **32.5.1. Covenants**

Em 31 de dezembro de 2019, 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.

### **32.5.2. 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 37.6.

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**

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.

## **33. 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:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

								Consolidado	
	Saldo final em 31.12.2018	Adoção do IFRS 16	Remensuração / Novos contratos	Pagamentos de Principal e juros	Encargos incorridos no exercício	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	Transferência para ativos e passivos mantidos para venda	Saldo final em 31.12.2019
País	715	21.809	4.873	(6.358)	1.487	615	-	(958)	22.183
Exterior	-	81.161	4.227	(14.469)	4.488	1.843	1.341	(4.595)	73.996
<b>Total</b>	<b>715</b>	<b>102.970</b>	<b>9.100</b>	<b>(20.827)</b>	<b>5.975</b>	<b>2.458</b>	<b>1.341</b>	<b>(5.553)</b>	<b>96.179</b>
Amortizações de arrendamento em passivos classificados como mantidos para venda				(347)					
Valores recebidos				438					
Pagamentos referentes a operações descontinuadas				76					
<b>Fluxo de caixa</b>				<b>(20.660)</b>					

Em 31 de dezembro de 2019, o valor do passivo de arrendamento da Petrobras Controladora é de R\$ 188.204, incluindo arrendamentos e subarrendamentos com empresas do Sistema Petrobras, principalmente plataformas com PNBV e embarcações com Transpetro.

A seguir é apresentado as principais informações por família de contratos de arrendamento, onde plataformas e embarcações representam aproximadamente 94% do passivo de arrendamento.

	31/12/2019				
Fluxo de Pagamentos Futuro a Valor Presente	Adoção Inicial	Saldo Final	Impostos a Recuperar	Taxa Desconto	Prazo Médio
<b>Contratos sem cláusulas de reajuste</b>					
Embarcações	27.752	29.019	1.093	4,4173% a.a.	5,1 anos
Plataformas	16.323	13.233	-	6,1264% a.a.	15,5 anos
Outros	1.828	1.289	29	2,8723% a.a.	2,3 anos
<b>Contratos com cláusulas de reajuste - exterior</b>					
Embarcações	4.352	4.233	-	5,4336% a.a.	8,7 anos
Plataformas	42.226	38.928	-	5,8219% a.a.	11,7 anos
Outros	333	180	-	2,3401% a.a.	0,9 anos
<b>Contratos com cláusulas de reajuste - país</b>					
Embarcações	5.771	4.622	407	6,8919% a.a.	4,5 anos
Imóveis	3.092	3.462	63	8,4804% a.a.	20,7 anos
Outros	1.293	1.213	80	6,9033% a.a.	3,2 anos
<b>TOTAL</b>	<b>102.970</b>	<b>96.179</b>	<b>1.672</b>	<b>6,0033% a.a.</b>	<b>9,8 anos</b>

(\*) Taxa incremental nominal sobre empréstimos da companhia, calculado a partir da curva de yield dos bonds e risco de crédito da empresa, assim como prazos e garantias dos contratos de arrendamento.

Em 31 de dezembro de 2019, o fluxo nominal (não descontado) sem considerar a inflação futura projetada nos fluxos dos contratos de arrendamento, por vencimento, é apresentado a seguir:

								Consolidado	
Fluxo de Pagamentos Futuro Nominal	2020	2021	2022	2023	2024	2025 em diante	Total	Impostos a Recuperar	
<b>Contratos sem cláusulas de reajuste</b>									
Embarcações	9.635	7.830	5.428	3.847	2.496	3.808	33.044	1.210	
Plataformas	2.269	1.599	1.292	1.233	1.234	13.242	20.869	-	
Outros	609	495	41	73	4	119	1.341	31	
<b>Contratos com cláusulas de reajuste - exterior (*)</b>									
Embarcações	680	625	625	625	627	2.242	5.424	-	
Plataformas	7.703	7.288	5.165	3.596	3.416	27.593	54.761	-	
Outros	166	12	6	-	-	-	184	-	
<b>Contratos com cláusulas de reajuste - país</b>									
Embarcações	1.638	1.320	867	662	507	538	5.532	488	
Imóveis	467	555	542	448	418	5.031	7.461	82	
Outros	618	362	189	144	21	58	1.392	62	
<b>TOTAL</b>	<b>23.785</b>	<b>20.086</b>	<b>14.155</b>	<b>10.628</b>	<b>8.723</b>	<b>52.631</b>	<b>130.008</b>	<b>1.873</b>	

(\*) Contratos firmados na moeda norte-americana - US\$.

Em determinados contratos de arrendamento, há pagamentos, durante o prazo do arrendamento, que variam devido a alterações em fatos ou circunstâncias ocorridas após a data de início, além da passagem do tempo. Tais pagamentos não são incluídos na mensuração das obrigações de arrendamento e, no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, foram de R\$ 2.611 e representam 13% em relação aos pagamentos fixos.

Foram consideradas opções de extensão na mensuração das obrigações de arrendamento.

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 36.2.

No exercício de 2019, a companhia reconheceu gastos com arrendamento no montante de R\$ 2.929, referentes a contratos de prazo inferior a um ano.

Em 31 de dezembro de 2019, 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\$ 200.788.

### **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 considerar a inflação futura projetada, que levam em consideração impostos a recuperar, bem como prazos não canceláveis e opções de extensão quando as mesmas 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 36.2).

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.

## **34. Patrimônio líquido**

### **34.1. Capital social realizado**

Em 31 de dezembro de 2019 e 2018, o capital subscrito e integralizado no valor de R\$ 205.432 está representado por 13.044.496.930 ações sendo R\$ 117.208 referente a 7.442.454.142 ações ordinárias e R\$ 88.224 referente 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.

**34.2. Reserva de Capital**

Constituída em 2018, com ações escriturais de titularidade da Petrobras no valor de R\$ 7, reconhecidas contra ações em tesouraria.

**34.3. Transações de capital****34.3.1. Gastos com emissão de ações**

Custos de transação incorridos na captação de recursos por meio da emissão de ações, líquidos de impostos.

**34.3.2. 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.

**34.3.3. Ações em Tesouraria**

Ações de titularidade da Petrobras que estão mantidas em tesouraria no montante de R\$ 7, constituídas em 2018, representadas por 222.760 ações ordinárias e 72.909 ações preferenciais.

**34.4. Reservas de lucros****34.4.1. 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.

**34.4.2. Reserva estatutária**

Constituída mediante a apropriação do lucro líquido de cada exercício de um montante equivalente a, no mínimo, 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 55 do Estatuto Social da companhia.

**34.4.3. 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.

No exercício de 2019, foram destinados do resultado R\$ 738 (R\$ 772 em 31 de dezembro de 2018), referentes ao incentivo para subvenção de investimentos, dos quais R\$ 730 para subvenção de investimentos no âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM).

**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.

#### **34.4.4. 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.

O Conselho de Administração está propondo a manutenção no patrimônio líquido, em reserva de retenção de lucros, o montante de R\$ 25.693, que se destina a atender parcialmente o programa anual de investimentos estabelecidos no orçamento de capital do exercício de 2019, a ser deliberado em Assembleia Geral de Acionistas.

#### **34.5. Outros Resultados Abrangentes**

No exercício de 2019 foram reconhecidos como outros resultados abrangentes consolidados, principalmente os seguintes efeitos:

- ajuste acumulado de conversão credor, no montante de R\$ 6.286 ( R\$ 21.887 em 31 de dezembro de 2018), decorrente da tradução das demonstrações financeiras de investidas no exterior em moeda funcional diferente do real, referente as empresas PIB BV, Transpetro e Braskem;
- ganhos e perdas atuarias com planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica no montante de R\$ 16.876 ( R\$ 12.375 em 31 de dezembro de 2018), líquido de impostos;
- hedge de fluxo de caixa de exportações, reduzindo o patrimônio líquido no exercício de R\$ 707, líquido de impostos e do efeito de reclassificação de parte da variação cambial para resultado, totalizando em 31 de dezembro de 2019 o valor de R\$ 33.980 ( R\$ 33.273 em 31 de dezembro de 2018), líquido de impostos, conforme nota explicativa 36.2.

#### **34.6. 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, rateado 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.

Adicionalmente, a companhia aprovou em 28 de agosto de 2019 uma nova política de remuneração aos acionistas, cuja principal alteração é a definição de 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 os investimentos em bens de capital ("CAPEX"); (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.

A proposta de remuneração ao acionista relativa ao exercício de 2019, que está sendo encaminhada pela Administração à aprovação da Assembleia Geral Ordinária (AGO) de 2020, no montante de R\$ 10.682, contempla o dividendo obrigatório no percentual de 25% do lucro líquido ajustado e imposto de renda retido na fonte (IRRF) de 15% sobre o total de dividendos antecipados na forma de juros sobre capital próprio (JCP). Essa proposta atende à prioridade das ações preferenciais, cujo critério que prevaleceu no exercício foi o de 5% sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações.

#### **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.

### 34.6.1. Dividendos Propostos

A proposta de dividendos registrada nas demonstrações financeiras da companhia, sujeita à aprovação na AGO, é assim demonstrada:

	2019	2018
Lucro líquido do exercício (Controladora) atribuível aos acionistas da Petrobras	40.137	25.779
Apropriação:		
Reserva legal	(2.007)	(1.289)
Reserva de incentivos fiscais	(738)	(772)
Outras reversões/adições:	10	10
Lucro ajustado	37.402	23.728
Dividendos mínimos obrigatórios:		
Dividendos a distribuir (25%)	9.351	5.932
IRRF (15%) sobre JCP aprovado em 2019	1.331	1.035
Dividendos complementares às ações ordinárias	-	88
<b>Total dos dividendos propostos</b>	<b>10.682</b>	<b>7.055</b>
Ações preferenciais (PN) - R\$ 0,9255 por ação em 2019 (0,9225 por ação em 2018) - Prioridade no recebimento dos dividendos obrigatórios	5.185	5.168
Ações ordinárias (ON) - R\$ 0,7387 por ação em 2019 (0,2535 por ação em 2018)	5.497	1.887

Em 2019, o Conselho de Administração aprovou antecipações de dividendos na forma de JCP no montante de R\$ 8.875, sendo:

- (i) R\$ 3.913 (R\$ 3.556 líquido de IRRF) pagas ao longo do exercício de 2019, correspondente a um valor bruto de R\$ 0,30 por ação ordinária e preferencial. Essas parcelas estão sendo descontadas dos dividendos propostos para o exercício de 2019, atualizadas monetariamente, de acordo com a variação da taxa Selic, desde a data do efetivo pagamento até 31 de dezembro de 2019; e
- (ii) R\$ 4.962 (R\$ 4.424 líquido de IRRF) pagas em 7 de fevereiro de 2020, correspondente a um valor bruto de R\$ 0,20 por ação ordinária e R\$ 0,62 por preferencial, com data da posição acionária de 11 de novembro de 2019 e 26 de dezembro de 2019, respectivamente.

As antecipações de JCP do exercício de 2019 resultaram em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social de R\$ 3.017 (R\$ 2.347 em 2018). Esses juros estão sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte de 15%, exceto para os acionistas imunes e isentos, conforme estabelecido na Lei nº 9.249/95.

### 34.6.2. Dividendos a Pagar

Em 31 de dezembro de 2019, o valor a pagar pela remuneração aos acionistas, deduzido das antecipações no decorrer do exercício, está demonstrado a seguir:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

	Controladora		
	Ações Preferenciais (PN)	Ações Ordinárias (ON)	Total
Antecipações de JCP, pagas	1.680	2.233	3.913
Antecipações de JCP aprovadas pelo CA em 24/10/2019 e 18/12/2019	3.473	1.489	4.962
Dividendos a pagar complementares	3	1.738	1.741
Atualização monetária das antecipações de JCP pagas	29	37	66
<b>Total dos dividendos propostos</b>	<b>5.185</b>	<b>5.497</b>	<b>10.682</b>
R\$ 0,10 por ação, data posição acionária de 21/05/2019, pagos em 05/07/2019 – na forma de JCP	(560)	(744)	(1.304)
R\$ 0,20 por ação, data posição acionária de 12/08/2019, pagos em 04/10/2019 – na forma de JCP	(1.120)	(1.489)	(2.609)
Antecipações pagas	(1.680)	(2.233)	(3.913)
<b>Total a pagar antes do desconto da atualização monetária e do IRRF</b>	<b>3.505</b>	<b>3.264</b>	<b>6.769</b>
Atualização monetária das antecipações de JCP pagas	(29)	(37)	(66)
IRRF a pagar sobre o JCP aprovado em 24/10/2019 e 18/12/2019 de acionistas não isentos	(461)	(77)	(538)
<b>Total de dividendos a pagar em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>3.015</b>	<b>3.150</b>	<b>6.165</b>
<b>Total de dividendos a pagar em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>3.548</b>	<b>346</b>	<b>3.894</b>
Antecipações de dividendos aprovadas pelo CA em 24/10/2019 e 18/12/2019 na forma de JCP, líquido de IRRF	3.012	1.412	4.424
Dividendos a pagar complementares (R\$ 0,000449 por ação PN e R\$ 0,233649 por ação ON)	3	1.738	1.741

A remuneração aos acionistas será disponibilizada na data que vier a ser fixada em AGO, e terão os seus valores atualizados monetariamente, a partir de 31 de dezembro de 2019 até a data de início do pagamento, de acordo com a variação da taxa SELIC.

Adicionalmente ao valor referente aos dividendos propostos aos acionistas da controladora, R\$ 10.682, há dividendos propostos aos acionistas não controladores da Gaspetro (R\$ 88) e demais empresas (R\$ 25), totalizando R\$ 10.795.

## 34.7. Resultado por ação

Consolidado e Controladora 2018 - 2019 Reapresentado		
<b>Numerador básico e diluído - Lucro atribuível aos acionistas da Petrobras atribuído igualmente entre as classes de ações</b>		
<b>Lucro das operações continuadas</b>		
Ordinárias	17.271	13.410
Preferenciais	13.001	10.094
	30.272	23.504
<b>Lucro das operações descontinuadas</b>		
Ordinárias	5.628	1.298
Preferenciais	4.237	977
	9.865	2.275
<b>Lucro líquido do período</b>		
Ordinárias	22.899	14.708
Preferenciais	17.238	11.071
	40.137	25.779
<b>Denominador básico e diluído - Média ponderada da quantidade de ações em circulação (nº de ações)</b>		
Ordinárias	7.442.454.142	7.442.454.142
Preferenciais	5.602.042.788	5.602.042.788
	13.044.496.930	13.044.496.930
<b>Lucro básico e diluído por ação das operações continuadas (R\$ por ação)</b>		
Ordinárias	2,32	1,80
Preferenciais	2,32	1,80
<b>Lucro básico e diluído por ação das operações descontinuadas (R\$ por ação)</b>		
Ordinárias	0,76	0,18
Preferenciais	0,76	0,18
<b>Lucro básico e diluído por ação (R\$ por ação)</b>		
Ordinárias	3,08	1,98
Preferenciais	3,08	1,98

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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

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.

## 35. Valor justo dos ativos e passivos financeiros

	Valor justo medido com base em			Total do valor justo contabilizado
	Nível I	Nível II	Nível III	
<b>Ativos</b>				
Títulos e valores mobiliários	3.556	-	-	3.556
Derivativos de moeda estrangeira	-	211	-	166
Derivativos de juros	-	24	-	69
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>3.556</b>	<b>235</b>	<b>-</b>	<b>3.791</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>4.228</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>4.230</b>
<b>Passivos</b>				
Derivativos de moeda estrangeira		(445)	-	(445)
Derivativos de commodities	(112)	-	-	(112)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>(112)</b>	<b>(445)</b>	<b>-</b>	<b>(557)</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>418</b>	<b>(807)</b>	<b>-</b>	<b>(389)</b>

O valor justo estimado para os financiamentos da companhia, calculado a taxas de mercado vigentes, é apresentado na nota explicativa 32.

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.

## 36. 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.

As tabelas a seguir apresentam um resumo das posições de instrumentos financeiros derivativos mantidos pela companhia em 31 de dezembro de 2019, 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)		
	31.12.2019	Valor nocional 31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	
Derivativos não designados como <i>Hedge</i>					
Contratos Futuros <sup>(*)</sup>	(10.383)	(14.043)	(112)	418	
Compra/Petróleo e Derivados	9.865	40.017	-	-	2020
Venda/Petróleo e Derivados	(20.248)	(54.060)	-	-	2020
Contratos a Termo					
Compra/Câmbio (BRL/USD) <sup>(**)</sup>	US\$ 273	US\$ 137	(1)	(9)	2020
Venda/Câmbio (BRL/USD) <sup>(**)</sup>	-	US\$ 92	-	(4)	2020
Compra/Câmbio (EUR/USD) <sup>(**)</sup>	EUR 2.245	EUR 3.000	(183)	(478)	2020
Compra/Câmbio (GBP/USD) <sup>(**)</sup>	GBP 388	GBP 450	40	(43)	2020
Venda/Câmbio (GBP/USD) <sup>(**)</sup>	GBP 224	GPB 31	(58)	-	2020
<i>SWAP</i>					
Câmbio - <i>cross currency swap</i> <sup>(**)</sup>	GBP 700	GBP 700	126	2	2026
Câmbio - <i>cross currency swap</i> <sup>(**)</sup>	GBP 600	GBP 600	(203)	(273)	2034
Swap - IPCA	3.008	-	24	-	2029/2034
Câmbio - <i>cross currency swap</i> <sup>(**)</sup>	US\$ 729	-	45	-	2024/2029
Total reconhecido no Balanço Patrimonial			(322)	(387)	

<sup>(\*)</sup> Valor nocional em mil bbl

<sup>(\*\*)</sup> Valores em US\$ (dólares), GBP (libras) e EUR (euros) representam milhões das respectivas moedas.

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no resultado do exercício		Ganho/(Perda) reconhecido(a) no patrimônio líquido (*)	
	2019	2018 - Reapresentado	2019	2018
Derivativos de commodities	(1.427)	(1.396)	-	-
Derivativos de moeda	(611)	(1.443)	-	-
Derivativos de juros	24	-	-	-
	<b>(2.014)</b>	<b>(2.839)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações <sup>(**)</sup>	(12.397)	(12.121)	(1.072)	(20.350)
<b>Total</b>	<b>(14.411)</b>	<b>(14.960)</b>	<b>(1.072)</b>	<b>(20.350)</b>

<sup>(\*)</sup> Valores reconhecidos como outros resultados abrangentes no exercício.

<sup>(\*\*)</sup> Utilizando instrumentos financeiros não derivativos, conforme nota explicativa 36.2.

	Garantias dadas (recebidas) como colaterais	
	31.12.2019	31.12.2018
Derivativos de commodities	244	(185)
Derivativos de moeda	637	271
	<b>881</b>	<b>86</b>

A análise de sensibilidade do valor dos instrumentos financeiros derivativos com relação aos diferentes tipos de risco de mercado em 31 de dezembro de 2019 é apresentada a seguir:

Operações	Risco	Consolidado		
		Cenário Provável <sup>(*)</sup>	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
<b>Derivativos não designados como Hedge</b>				
Contratos Futuros	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	-	(515)	(1.031)
Contratos a Termo	Câmbio - Desvalorização do BRL frente ao USD	(13)	(275)	(550)
		<b>(13)</b>	<b>(790)</b>	<b>(1.581)</b>

<sup>(\*)</sup> Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Preços de Petróleo e Derivados: valor justo em 31/Dez/2019 / Real x Dólar - desvalorização do real em 1,2%. Fonte: Focus.

## 36.1. 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.

## Óleo

Em março de 2019, de modo semelhante ao realizado em 2018, 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 milhões (em 2018, com preço de exercício médio de US\$ 65 / barril e custo total de US\$ 445 milhões).

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.

Face ao exposto, o resultado das operações de compra e venda das opções de venda referenciadas anteriormente, no período de janeiro a dezembro de 2019, decorrente da marcação a mercado das opções de venda e da valorização da *commodity* no mercado internacional, foi uma perda no montante de R\$ 831, registrada em outras despesas operacionais (variação negativa de R\$ 1.466 em janeiro a dezembro de 2018).

## 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. A variação nas operações contratadas apresentou um ganho de R\$ 44 no período de janeiro a dezembro de 2019, registrado em outras despesas operacionais.

## 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. A variação nas operações contratadas para os derivativos de diesel e câmbio apresentou um resultado negativo de R\$ 48 no período de janeiro a dezembro de 2019.

Na aplicação da estratégia de derivativos aprovada, ficam mantidos os princípios que balizam 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.

## 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 ocasionalmente otimizar algumas de suas operações comerciais no mercado internacional, com a utilização de instrumentos derivativos de *commodities* para gestão do risco de preço, de forma segura e controlada. A variação nas operações contratadas para os demais derivativos de *commodities* apresentou um resultado negativo de R\$ 592 em 2019 (ganho de R\$ 70 em 2018).

## 36.2. Gerenciamento de risco cambial

No que se refere ao gerenciamento de riscos cambiais, 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.

Para gerir o risco de variação cambial, a companhia considera conjuntamente todos os fluxos de caixa de suas operações. Isso se aplica especialmente ao risco de variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar norte-americano, para o qual, a companhia 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, mas 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 redução da exposição líquida entre as obrigações e os recebimentos nessa moeda, representando uma forma de proteção estrutural, levando em conta 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 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 da companhia, 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.

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

Dando continuidade ao praticado na estratégia de gerenciamento de risco cambial até o término de 2018, a partir da adoção da norma IFRS 16 em 1º de janeiro de 2019, a companhia realizou designações adicionais de relações de *hedge* de fluxo de caixa até 31 de dezembro de 2019 no montante de R\$ 117.252 (US\$ 30.210 milhões), as quais tiveram como item protegido exportações futuras altamente prováveis em dólares, e como instrumentos de proteção contratos de arrendamento denominados em dólares.

Os valores de referência, a valor presente, dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2019, 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 4,0307, são apresentados a seguir:

				Valor de referência (a valor presente) dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2019	
Instrumento de <i>hedge</i>	Objeto de <i>hedge</i>	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/2020 a dez/2029	87.651	353.295

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

Movimentação do valor de referência (principal e juros)	US\$ milhões	R\$
Designação em 31 de dezembro de 2018	66.168	256.390
Novas designações, revogações e redesignações	56.573	222.874
Realização por exportações	(9.247)	(36.560)
Amortização de endividamento	(25.843)	(102.827)
Variação Cambial	-	13.418
<b>Valor em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>87.651</b>	<b>353.295</b>
<b>Valor nominal dos instrumentos de hedge (financiamentos e passivos de arrendamento) em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>104.212</b>	<b>420.046</b>

No período de janeiro a dezembro de 2019, foi reconhecido um ganho cambial de R\$ 51 referente à inefetividade na linha de variação cambial (perda de R\$ 231 no período de janeiro a dezembro de 2018).

As exportações futuras designadas como objetos de proteção nas relações de *hedge* de fluxo de caixa representam, em média, 91,2% das exportações futuras altamente prováveis, determinada conforme exposto na prática contábil.

A seguir é apresentada a movimentação da variação cambial acumulada em outros resultados abrangentes em 31 de dezembro de 2019, a ser realizada pelas exportações:

	Variação cambial	Efeito tributário	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2018	(30.064)	10.222	(19.842)
Reconhecido no patrimônio líquido	(32.471)	11.040	(21.431)
Transferido para resultado por realização	12.121	(4.121)	8.000
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>(50.414)</b>	<b>17.141</b>	<b>(33.273)</b>
Reconhecido no patrimônio líquido	(13.469)	4.580	(8.889)
Transferido para resultado por realização	12.397	(4.215)	8.182
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>(51.486)</b>	<b>17.506</b>	<b>(33.980)</b>

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 2020-2024, 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 2019 é demonstrada a seguir:

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 a 2028	Consolidado Total
Expectativa de realização	(11.727)	(11.281)	(12.174)	(7.857)	(4.830)	(1.268)	650	(2.999)	(51.486)

### 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 reclassificada para o resultado no momento em 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) 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 nocional 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. Em 2019, a variação nas operações contratadas apresentou uma perda de R\$ 54, registrada em resultado financeiro (em 2018, perda de R\$ 968). A companhia não tem intenção de liquidar tais contratos antes do prazo de vencimento.

## **c) 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)

A marcação a mercado das operações contratadas de *swap* IPCA x CDI apresentou um ganho de R\$ 24 em 2019, enquanto a marcação a mercado das operações contratadas de *swap* CDI x USD apresentou um ganho acumulado de R\$ 45 em 2019, ambas registradas em resultado financeiro. A companhia não tem intenção de liquidar tais contratos antes do prazo de vencimento.

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\$ 80, enquanto uma redução constante (choque paralelo) de 100 pontos base, mantendo-se todas as demais variáveis constantes, resultaria em um impacto positivo de R\$ 98.

#### d) 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*, no valor nocional de EUR 3.000 milhões e GBP 419 milhões, com vencimento em 2019, com o objetivo de se proteger da exposição em euro e libra esterlina versus dólar, devido à emissão de *bonds*. Durante o período de janeiro a dezembro de 2019, os valores nominais líquidos de derivativos em euros e libras esterlinas foram reduzidos para EUR 2.245 milhões e GBP 164 milhões, respectivamente, adequando-se a proteção a uma menor exposição ao euro proporcionada pela recompra de *bonds* nessa moeda ao longo do ano de 2019. A variação nas operações contratadas apresentou uma perda de R\$ 621 em 2019 (R\$ 510 em 2018), registrado em resultado financeiro. A companhia não tem intenção de liquidar tais contratos antes do prazo de vencimento.

#### e) 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 31.12.2019	Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Ativos	24.540	Dólar / Real	300	6.135	12.270
Passivos	(372.719)		(4.554)	(93.084)	(186.168)
Câmbio – <i>cross currency swap</i>	(3.008)		(37)	(752)	(1.504)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	353.295		4.321	88.324	176.648
	2.108		30	623	1.246
Ativos	14	Euro / Real	-	4	7
Passivos	(74)		(1)	(19)	(37)
	(60)		(1)	(16)	(30)
Ativos	10.294	Euro / Dólar	(37)	2.574	5.147
Passivos	(20.700)		75	(5.175)	(10.350)
<i>Non Deliverable Forward</i> (NDF)	10.172		(37)	2.543	5.086
	(234)		1	(58)	(117)
Ativos	10	Libra / Real	-	3	5
Passivos	(85)		(1)	(21)	(43)
	(75)		(1)	(18)	(38)
Ativos	7.759	Libra / Dólar	(10)	1.940	3.880
Passivos	(15.572)		19	(3.893)	(7.786)
Derivativo – <i>cross currency swap</i>	6.925		(8)	1.731	3.463
<i>Non Deliverable Forward</i> (NDF)	871		(1)	218	436
	(17)		-	(4)	(7)
<b>Total</b>	<b>1.722</b>		<b>29</b>	<b>528</b>	<b>1.054</b>

(\*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Real x Dólar – desvalorização do real em 1,2% / Euro x Dólar – desvalorização do euro em 0,4% / Libra x Dólar – desvalorização da libra em 0,12% / Real x Euro – desvalorização do real em 0,9% / Real x Libra – desvalorização do real em 1,1%. Fonte: Focus e Bloomberg

### 36.3. Gerenciamento de risco de taxa de juros

A Petrobras, 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.

### 36.4. 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 A1/F1.

#### 36.4.1. 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, as alçadas competentes avaliam a qualidade do crédito levando em consideração, entre outros aspectos, o ramo de atuação do cliente, relacionamento comercial, histórico financeiro com a Petrobras, sua situação financeira, assim definindo limites de crédito, os quais são monitorados.

##### 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*	
	2019	2018	2019	2018
AAA	-	-	-	3
AA	4.245	3.143	-	-
A	4.729	32.630	-	-
BBB	167	197	-	-
BB	14.473	10.071	3.379	-
B	10	7	-	-
AAA.br	321	2.737	135	4.176
AA.br	4.934	5.035	194	224
Outras classificações	835	34	104	-
	29.714	53.854	3.812	4.403

### 36.5. Risco de Liquidez

O risco de liquidez é representado pela possibilidade de insuficiência de caixa ou outros ativos financeiros, para liquidar as obrigações nas datas previstas e é gerenciado 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; bem como por meio do 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), além da 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.

O fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	2020	2021	2022	2023	2024	2025 em diante	Consolidado	
							31.12.2019	31.12.2018
Principal	14.313	16.999	19.466	32.807	34.774	144.788	263.147	330.439
Juros	13.282	12.903	12.188	11.036	9.489	117.885	176.783	199.004
<b>Total (*)</b>	<b>27.595</b>	<b>29.902</b>	<b>31.654</b>	<b>43.843</b>	<b>44.263</b>	<b>262.673</b>	<b>439.930</b>	<b>529.443</b>

(\*) O fluxo nominal dos arrendamentos encontra-se na nota explicativa 33.

### 36.6. 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 37.9

As informações principais sobre a cobertura de seguros vigente em 31 de dezembro de 2019 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	501.793	468.945
Navios-tanque e embarcações auxiliares	Cascos	13.465	1.284
Plataformas fixas, sistemas flutuantes de produção e unidades de perfuração marítimas	Riscos de petróleo	196.641	72.977
<b>Total em 31 de dezembro de 2019</b>		<b>711.899</b>	<b>543.207</b>
<b>Total em 31 de dezembro de 2018</b>		<b>689.107</b>	<b>461.432</b>

A Petrobras não faz seguros de lucros cessantes, automóveis e da malha de dutos no Brasil.

## 37. Partes relacionadas

A companhia possui uma política de Transações com Partes Relacionadas revisada e aprovada anualmente pelo Conselho de Administração que também se aplica às demais Sociedades do Grupo Petrobras, observados seus trâmites societários, 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;
- 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, e com a Fundação Petros, são previamente aprovadas pelo Comitê de Auditoria Estatutário (CAE), com reporte mensal dessas análises ao Conselho de Administração.

Transações com sociedades controladas por pessoal chave da administração, ou membro próximo de sua família, também são previamente aprovadas pelo CAE e reportadas mensalmente para ao Conselho de Administração, independente do valor da transação.

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 deverá ser aprovada 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.

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

## 37.1. Transações comerciais por operação com empresas do sistema (controladora)

	31.12.2019			31.12.2018		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
<b>Ativo</b>						
Contas a receber						
Contas a receber, principalmente por vendas	17.774	-	17.774	13.451	-	13.451
Dividendos a receber	397	-	397	1.585	-	1.585
Operações de mútuo	-	10	10	-	22	22
Adiantamento para aumento de capital	-	-	-	-	254	254
Valores vinculados à construção de gasoduto	-	750	750	-	654	654
Arrendamentos financeiros	163	-	163	130	-	130
Outras operações	871	421	1.292	840	429	1.269
Adiantamento a fornecedores	108	572	680	101	9.142	9.243
<b>Total</b>	<b>19.313</b>	<b>1.753</b>	<b>21.066</b>	<b>16.107</b>	<b>10.501</b>	<b>26.608</b>
<b>Passivo</b>						
Arrendamentos (*)	(21.188)	(104.585)	(125.773)	(771)	(2.384)	(3.155)
Operações de mútuo (**)	(28.555)	-	(28.555)	(9.529)	-	(9.529)
Pré pagamento de exportação	(56.066)	(159.769)	(215.835)	(66.764)	(136.983)	(203.747)
Fornecedores	(22.936)	-	(22.936)	(13.390)	-	(13.390)
Compras de petróleo, derivados e outras	(19.125)	-	(19.125)	(8.147)	-	(8.147)
Afretamento de plataformas	(2.022)	-	(2.022)	(4.544)	-	(4.544)
Adiantamento de clientes	(1.789)	-	(1.789)	(699)	-	(699)
Outras operações	(263)	(470)	(733)	(42)	(452)	(494)
<b>Total</b>	<b>(129.008)</b>	<b>(264.824)</b>	<b>(393.832)</b>	<b>(90.496)</b>	<b>(139.819)</b>	<b>(230.315)</b>

(\*) Inclui valores referentes às operações de arrendamentos e subarrendamentos entre empresas do sistema Petrobras requeridos pelo IFRS 16.

(\*\*) Aumento relativo à operações de mútuo entre Petrobras e PGT realizadas durante o primeiro trimestre de 2019.

	2019 Jan-Dez	2018 Jan-Dez
<b>Resultado</b>		
Receitas, principalmente de vendas	172.433	164.630
Variações monetárias e cambiais líquidas (***)	(13.877)	(10.237)
Receitas (despesas) financeiras líquidas (***)	(24.658)	(11.390)
<b>Total</b>	<b>133.898</b>	<b>143.003</b>

(\*\*\*) Inclui os valores de R\$ 4.868 de variação cambial passiva e R\$ 8.845 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)

## 37.2. Transações comerciais com empresas do sistema (controladora)

	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	31.12.2019 Ativo Total	31.12.2018 Ativo Total	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	31.12.2019 Passivo Total	31.12.2018 Passivo Total
<b>Controladas (*)</b>								
Petrobras Distribuidora (BR) (**)	-	-	-	1.714	-	-	-	(222)
PIB BV	13.264	731	13.995	5.786	(120.096)	(260.309)	(380.405)	(214.680)
Gaspetro	1.383	105	1.488	1.260	(419)	-	(419)	(435)
PNBV (***)	-	-	-	12.681	-	-	-	(6.564)
Transpetro	400	145	545	718	(3.154)	(2.210)	(5.364)	(1.163)
Logigás	-	-	-	782	-	-	-	(142)
Termoelétricas	66	10	76	117	(388)	(736)	(1.124)	(826)
Fundo de Investimento Imobiliário	179	-	179	135	(233)	(878)	(1.111)	(1.250)
TAG (****)	-	-	-	551	-	-	-	(1.344)
Outras Controladas	2.480	762	3.242	2.159	(1.196)	-	(1.196)	(1.227)
	<b>17.772</b>	<b>1.753</b>	<b>19.525</b>	<b>25.903</b>	<b>(125.486)</b>	<b>(264.133)</b>	<b>(389.619)</b>	<b>(227.853)</b>
<b>Entidades estruturadas</b>								
CDMPI	-	-	-	-	(609)	(221)	(830)	(1.114)
	-	-	-	-	<b>(609)</b>	<b>(221)</b>	<b>(830)</b>	<b>(1.114)</b>
<b>Coligadas e Empreendimentos</b>								
<b>Controlados em Conjunto</b>								
Empresas do Setor Petroquímico	154	-	154	326	(116)	-	(116)	(14)
Petrobras Distribuidora (BR) (**)	860	-	860	-	(171)	-	(171)	-
Transportadoras (****)	424	-	424	-	(2.419)	(470)	(2.889)	-
Outras Coligadas e Empreendimentos	103	-	103	379	(207)	-	(207)	(1.334)
Controlados em Conjunto	<b>1.541</b>	<b>-</b>	<b>1.541</b>	<b>705</b>	<b>(2.913)</b>	<b>(470)</b>	<b>(3.383)</b>	<b>(1.348)</b>
<b>Total</b>	<b>19.313</b>	<b>1.753</b>	<b>21.066</b>	<b>26.608</b>	<b>(129.008)</b>	<b>(264.824)</b>	<b>(393.832)</b>	<b>(230.315)</b>

(\*) Inclui suas controladas, operações em conjunto e empreendimentos controlados em conjunto.

(\*\*) Com a redução da participação no capital social da BR a partir de agosto de 2019 a empresa deixou de ser consolidada conforme detalhado na nota explicativa 30.2.

(\*\*\*) A partir de julho de 2019, em decorrência do aporte das ações da PNBV na PIB-BV a empresa passou a ser consolidada na PIB-BV, conforme nota explicativa 30.2.

(\*\*\*\*) Com a alienação da participação da Petrobras na TAG em junho de 2019, a partir de julho de 2019 a empresa deixou de ser consolidada conforme nota explicativa 30.2.

## 37.3. Resultado

	2019 Jan-Dez	2018 Jan-Dez
<b>Controladas</b>		
Petrobras Distribuidora (BR) (*)	45.144	81.631
PIB BV	33.888	30.601
Gaspetro	11.589	9.135
PNBV (*)	(1.774)	1.222
Transpetro	720	950
Logigás	-	108
Termoelétricas	(161)	(116)
Fundo de Investimento Imobiliário	(121)	(89)
TAG (*)	53	84
PDET Off Shore	-	(96)
Outras Controladas	3.354	4.864
	<b>92.692</b>	<b>128.294</b>
<b>Entidades estruturadas</b>		
CDMPI	(219)	(265)
	<b>(219)</b>	<b>(265)</b>
<b>Coligadas e Empreendimentos Controlados em Conjunto</b>		
Empresas do Setor Petroquímico	11.143	14.395
Petrobras Distribuidora (BR)	29.909	-
Transportadoras	(6)	-
Outras Coligadas e Empreendimentos Controlados em Conjunto	379	579
	<b>41.425</b>	<b>14.974</b>
<b>Total</b>	<b>133.898</b>	<b>143.003</b>

(\*) 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).



## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

#### 37.4. Taxas anuais de operações de mútuo

	Controladora			
	Ativo		Passivo	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
De 3,1 a 4%	-	-	(17.075)	-
De 4,1 a 5%	-	-	(11.480)	(9.529)
Acima de 9,01%	10	22	-	-
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>22</b>	<b>(28.555)</b>	<b>(9.529)</b>

#### 37.5. 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 controladas do Grupo Petrobras. 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.

	Controladora	
	31.12.2019	31.12.2018
Contas a receber, líquidas	52.550	9.845
Cessões de direitos creditórios	(61.142)	(23.920)
	2019	2018
	Jan-Dez	Jan-Dez
Receita Financeira FIDC-NP	2.705	834
Despesa Financeira FIDC-NP	(2.720)	(1.344)
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(15)</b>	<b>(510)</b>

#### 37.6. Garantias

A Petrobras tem como procedimento conceder garantias às subsidiárias e controladas para algumas operações financeiras realizadas no Brasil e no exterior.

As garantias oferecidas pela Petrobras, principalmente fidejussórias, 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	31.12.2019				31.12.2018	
	PGF (*)	PGT (**)	PNBV	Outros	Total	Total
2019	-	-	-	-	-	1.281
2020	516	5.139	168	-	5.823	5.106
2021	6.578	-	-	-	6.578	10.168
2022	4.074	-	-	302	4.376	15.130
2023	7.348	5.307	1.936	807	15.398	22.529
2024	6.446	10.775	-	-	17.221	32.690
2025 em diante	110.495	33.722	-	65	144.282	142.958
<b>Total</b>	<b>135.457</b>	<b>54.943</b>	<b>2.104</b>	<b>1.174</b>	<b>193.678</b>	<b>229.862</b>

(\*) 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 2019 é de R\$ 20.178 (US\$ 5.006 milhões), e em 31 de dezembro de 2018 de R\$ 38.825 (US\$ 10.020 milhões).

Em 16 de dezembro de 2019, ocorreu o pré-pagamento do contrato de financiamento entre Petrobras e CDB, no valor de US\$ 5 bilhões com vencimento em 2027, que possuía garantia real.

Destaca-se que, em maio e junho de 2019, foi liquidado o saldo de R\$ 2,97 bilhões dos financiamentos que venciam em 2022 que estavam atrelados às garantias concedidas pela Petrobras à empresa TAG. E em julho de 2019, foi providenciado a liberação da fiança da Petrobras sobre a emissão de debêntures da Petrobras Distribuidora S.A. (BR) a vencer em agosto de 2020.

Em linha com o Plano Estratégico da companhia, o alongamento dos prazos de garantia está associado à melhoria do perfil da dívida, conforme nota explicativa 32.

### 37.7. Investimentos em títulos de dívidas de controladas

Em 31 de dezembro de 2019, 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\$ 3.967 (R\$ 5.744, em 31 de dezembro de 2018).

### 37.8. 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:

	31.12.2019		Consolidado 31.12.2018	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
<b>Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas</b>				
Petrobras Distribuidora (BR)	904	191	-	-
Transportadoras de gás	605	2.889	356	1.301
Distribuidoras estaduais de gás natural	1.361	421	1.189	440
Empresas do setor petroquímico	188	116	350	26
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	143	818	746	1.581
<b>Subtotal</b>	<b>3.201</b>	<b>4.435</b>	<b>2.641</b>	<b>3.348</b>
<b>Entidades governamentais</b>				
Títulos públicos federais	6.367	-	7.588	-
Bancos controlados pela União Federal	34.600	19.765	28.846	40.035
Setor elétrico (nota explicativa 13.4)	1.347	-	17.051	-
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal (nota explicativa 13.1)	1.226	-	1.191	-
Subvenção do Diesel	-	-	1.550	-
União Federal (Dividendos)	-	1.679	-	1.254
Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA	-	80	-	557
Outros	185	176	248	474
<b>Subtotal</b>	<b>43.725</b>	<b>21.700</b>	<b>56.474</b>	<b>42.320</b>
Planos de Pensão	240	443	229	372
<b>Total</b>	<b>47.166</b>	<b>26.578</b>	<b>59.344</b>	<b>46.040</b>
Circulante	11.485	7.676	16.837	9.796
Não circulante	35.681	18.902	42.507	36.244

A seguir é apresentado o efeito no resultado das transações significativas:

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

	Consolidado 2018 - Reapresentad o	
	2019	
<b>Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas</b>		
Petrobras Distribuidora (BR)	29.384	-
Transportadoras de gás	(7.387)	(3.344)
Distribuidoras estaduais de gás natural	11.088	8.754
Empresas do setor petroquímico	11.533	14.426
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	755	101
Subtotal	45.373	19.937
<b>Entidades governamentais</b>		
Títulos públicos federais	418	393
Bancos controlados pela União Federal	(2.583)	(3.303)
Setor elétrico	1.174	3.804
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	35	362
Subvenção do Diesel	-	6.017
União Federal (Dividendos)	(14)	13
Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural – Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	(440)	(1.756)
Outros	(520)	(9)
Subtotal	(1.930)	5.521
<b>Total</b>	<b>43.443</b>	<b>25.458</b>
Receitas, principalmente de vendas	55.043	31.288
Compras e serviços	(10.364)	(6.799)
Variações monetárias e cambiais líquidas	(1.559)	(1.164)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	323	2.133
<b>Total</b>	<b>43.443</b>	<b>25.458</b>

Em adição às transações acima apresentadas, a Petrobras e a União assinaram, em 2010, o Contrato de Cessão Onerosa, pelo qual a União cedeu à Petrobras o direito de exercer as atividades de pesquisa e lavra de hidrocarbonetos na área do pré-sal, com produção limitada ao volume máximo de 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo. Vide nota explicativa 23.4 para mais informações sobre o Contrato de Cessão Onerosa.

No decorrer do segundo trimestre de 2019, A Petrobras Transporte S.A. – Transpetro firmou contrato de prestação de serviços de apoio técnico ao transporte de gás com a empresa Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG, empresa coligada da Petrobras a partir de 13 de junho de 2019, por um prazo de dez anos.

Para mais informações sobre a venda da Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG, vide nota explicativa 30.2.

#### 37.8.1. Programa de subvenção econômica à comercialização ao óleo diesel

Em 2018, a companhia avaliou os riscos e aderiu ao programa de subvenção econômica à comercialização de óleo diesel no território nacional estabelecido pelo Governo Federal. Este programa possibilitou o ressarcimento aos produtores e aos importadores de óleo diesel que comprovaram preços de venda desse derivado praticados às distribuidoras iguais ou inferiores ao preço determinado pela União.

A companhia reconheceu em 2018 o total de R\$ 6.017 como receita relativa ao programa, compreendendo as vendas na segunda fase e terceira fase. Desse valor, R\$ 4.464 foram recebidos até dezembro de 2018 e o restante foi recebido até fevereiro de 2019.

Para mais informações, consultar a nota explicativa 19.7.1 das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2018.

#### Prática Contábil

Subvenções governamentais são 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.

### 37.8.2. Contas petróleo e álcool – União Federal

A Medida Provisória nº 2.181, de 24 de agosto de 2001, autorizou a União Federal a emissão de 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 Fazenda, 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 administração da 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 sentença judicial de outubro de 2016, o Juiz acolheu a manifestação do perito judicial, afastando a compensação do crédito requerido pela União relacionado à suposta dívida da extinta Petrobras Comércio Internacional S.A. - Interbrás. A União Federal ingressou com recurso de apelação no Tribunal Regional Federal (TRF) em julho de 2017.

Em julho de 2018, o TRF manteve a sentença de 2016 que afastou a compensação do crédito requerido pela União, determinando o pagamento do montante devido, corrigido a partir de 2004 pelo IPCA-E, acrescido de juros a partir de agosto de 2011, ambos conforme o Manual de Cálculos da Justiça Federal. O processo transitou em julgado em setembro de 2018.

Em setembro de 2018, o Supremo Tribunal Federal (STF) suspendeu a decisão que tratava da utilização do IPCA-E contra a Fazenda Pública em outro processo no qual a Petrobras não é parte, mas cuja decisão projeta efeitos sobre todas as demandas contra a Fazenda Pública. Desta forma, durante o exercício de 2018, a companhia reconheceu somente a receita de juros no montante de R\$ 344 e manteve a atualização pela TR enquanto não havia uma decisão definitiva pelo STF com relação ao IPCA-E.

Em outubro de 2019, o STF negou provimento ao recurso da União Federal, mantendo a correção pelo IPCA-E. Tendo em vista que a decisão do STF acima mencionada ainda não transitou em julgado e que a União Federal poderá impugnar o Cumprimento de Sentença a ser apresentado pela Petrobras, a atualização com relação ao IPCA-E permanece classificada como ativo contingente e totaliza R\$ 1.117 em 31 de dezembro de 2019.

Em 1 de novembro de 2019 a Petrobras apresentou Cumprimento de Sentença nos autos, pretendendo o pagamento dos valores devidos pela União Federal, estando em curso o prazo para impugnação.

Em 31 de dezembro de 2019, o montante a ser ressarcido pela União Federal, acrescido de juros e corrigido pela TR é de R\$ 1.226 (R\$ 1191 em 31 de dezembro de 2018), e encontra-se classificado no contas a receber não circulante.

### 37.9. Membros chave da administração da companhia

#### Remuneração da administração

O plano de cargos e salários e de benefícios e vantagens da Petrobras e 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 2019 e 2018 foram as seguintes:

Remuneração do empregado	Expresso em reais	
	Dez/2019	Dez/2018
Menor remuneração	3.820,07	3.707,32
Remuneração média	19.664,95	18.892,94
Maior remuneração	103.659,27	103.659,27
Remuneração do dirigente da Petrobras (maior)	116.761,20	116.761,20

## NOTAS EXPLICATIVAS

### PETROBRAS

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

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:

	Jan-Dez/2019			Jan-Dez/2018		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	11,9	0,7	12,6	13,0	1,0	14,0
Encargos sociais	3,8	0,1	3,9	3,7	0,2	3,9
Previdência complementar	1,0	-	1,0	1,0	-	1,0
Remuneração variável	10,8	-	10,8	5,3	-	5,3
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	1,6	0,1	1,7	2,0	-	2,0
<b>Remuneração total</b>	<b>29,1</b>	<b>0,9</b>	<b>30,0</b>	<b>25,0</b>	<b>1,2</b>	<b>26,2</b>
<b>Remuneração total - pagamento realizado</b>	<b>22,4</b>	<b>0,9</b>	<b>23,3</b>	<b>17,6</b>	<b>1,2</b>	<b>18,8</b>
Número de membros - média no período (*)	7,67	9,75	17,42	7,92	10,08	18,00
Número de membros remunerados - média no período (**)	7,67	5,00	12,67	7,92	6,00	13,92

(\*) 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 2019, a despesa consolidada com a remuneração total de diretores e conselheiros do Sistema Petrobras totalizou R\$ 84,1 (R\$ 70,92 no exercício de 2018, desconsiderando as operações descontinuadas).

Em 25 de abril de 2019, a Assembleia Geral Ordinária fixou a remuneração dos administradores (Diretoria Executiva e Conselho de Administração) em até R\$ 32,2 como limite global de remuneração a ser paga no período compreendido entre abril de 2019 e março de 2020.

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.

Em 30 de setembro de 2019, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou alteração na remuneração global dos administradores, dada a criação da Diretoria Executiva de Transformação Digital e Inovação, fixando em até R\$ 34,2 o limite global de remuneração a ser paga no período compreendido entre abril de 2019 e março de 2020.

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 e os mesmos fizeram jus a uma remuneração total de R\$ 1,7 milhões no período de janeiro a dezembro de 2019 (R\$ 2,0 milhões, 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 varia conforme o percentual de atingimento das metas e seu pagamento é diferido em 5 anos.

### 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 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 abril de 2020 é de R\$ 1.950 (US\$ 500 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 irrecorrível, 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.

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.

### 38. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	Consolidado		Controladora	
	2019	2018	2019	2018
Valores pagos e recebidos durante o período				
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	4.567	3.069	4.549	2.985
Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa				
Aquisição de imobilizado a prazo	290	521	11.204	1.747
Arrendamento (*)	9.100	-	9.947	-
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	22.633	18.187	22.699	18.193
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	14	222	-	138
Pré pagamento de exportação	-	-	52.935	34.161

(\*) Efeito da adoção do IFRS 16, nota explicativa 33.

**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 2019, 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 Petrobras Oil and Gas B.V. (PO&G) na Nigéria, África (nota explicativa 30.1), e às operações da *joint venture*, 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 de campos nos países Brasil, Estados Unidos da América, Nigéria e Argentina. As reservas de campos 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 26. Adicionalmente, as práticas contábeis adotadas para reconhecimento, mensuração e divulgação de ativos imobilizados e intangíveis são descritas nas notas explicativas 23.3 e 24.2.

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
	Exterior						
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Total	Total	
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
31 de dezembro de 2017							
Reservas de petróleo e gás não provadas	19.195	361	-	-	361	19.556	-
Reservas de petróleo e gás provadas	318.214	366	15.401	-	15.767	333.980	10.369
Equipamentos de suporte	284.558	2.005	267	1.298	3.570	288.128	19
Custos capitalizados brutos	621.966	2.732	15.668	1.298	19.698	641.664	10.388
Depreciação, Depleção e Amortização	(209.213)	(1.666)	(7.334)	(39)	(9.040)	(218.253)	(4.257)
Custos capitalizados, líquidos	412.753	1.065	8.334	1.259	10.658	423.411	6.131



## 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
<b>31 de dezembro de 2019</b>						
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
<b>Total</b>	<b>99.950</b>	<b>68</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>68</b>	<b>100.018</b>
<b>31 de dezembro de 2018</b>						
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
<b>Total</b>	<b>41.145</b>	<b>155</b>	<b>833</b>	<b>-</b>	<b>988</b>	<b>42.134</b>
<b>31 de dezembro de 2017</b>						
Custos de aquisição de áreas						
Provadas	-	-	-	-	-	-
Não provadas	2.932	-	-	-	-	2.932
Custos de exploração	3.905	106	14	-	121	4.026
Custos de desenvolvimento	36.898	75	734	-	809	37.707
<b>Total</b>	<b>43.735</b>	<b>181</b>	<b>748</b>	<b>-</b>	<b>930</b>	<b>44.665</b>

(\*) Principalmente aquisição de direito de exploração de petróleo - Cessão Onerosa, conforme nota explicativa 23.4.

## 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 2019, 2018 e 2017 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
<b>31 de dezembro de 2019</b>						
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)
<b>Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)</b>	<b>50.530</b>	<b>121</b>	<b>115</b>	<b>(1.242)</b>	<b>(1.006)</b>	<b>49.524</b>
<b>31 de dezembro de 2018</b>						
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)
<b>Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)</b>	<b>46.522</b>	<b>(1.969)</b>	<b>(527)</b>	<b>(147)</b>	<b>(2.643)</b>	<b>43.879</b>
<b>31 de dezembro de 2017</b>						
Receitas operacionais líquidas						
Vendas a terceiros	1.538	687	2.317	-	3.004	4.542
Intersegmentos	130.194	1	-	-	1	130.195
	131.732	688	2.317	-	3.005	134.737
Custos de produção	(57.160)	(228)	(520)	-	(748)	(57.908)
Despesas de exploração	(2.199)	(119)	(245)	-	(364)	(2.563)
Depreciação, depleção e amortização	(30.220)	(141)	(963)	(25)	(1.129)	(31.349)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	556	(43)	(371)	-	(414)	142
Outras despesas operacionais líquidas	(8.174)	(40)	(410)	(889)	(1.339)	(9.513)
Resultados antes dos impostos	34.535	117	(192)	(914)	(989)	33.546
Imposto de renda e contribuição social	(11.742)	(40)	65	311	336	(11.406)
<b>Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)</b>	<b>22.793</b>	<b>77</b>	<b>(127)</b>	<b>(603)</b>	<b>(653)</b>	<b>22.140</b>

#### 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 2019, 2018 e 2017 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 menor 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 e 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 - Consolidado (\*)**

	Exterior						Total
	Óleo no Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Total de Óleo no Exterior	Óleo Sintético no Brasil	
Reservas em 31.12.2016	8.063,0	0,8	96,4	-	97,3	6,8	8.167,1
Revisão de estimativas anteriores	649,3	0,3	31,4	-	31,7	0,2	681,1
Extensões e descobertas	69,1	0,3	-	-	0,3	-	69,4
Recuperação melhorada	212,7	-	-	-	-	-	212,7
Produção no ano	(744,6)	(0,2)	(13,2)	-	(13,4)	(1,0)	(759,0)
<b>Reservas em 31.12.2017 (1)</b>	<b>8.249,4</b>	<b>1,2</b>	<b>114,6</b>	<b>-</b>	<b>115,8</b>	<b>6,0</b>	<b>8.371,3</b>
Transferência por perda de controle (2)	-	-	(100,4)	-	(100,4)	-	(100,4)
Revisão de estimativas anteriores	342,7	-	-	-	-	(0,3)	342,5
Extensões e descobertas	308,5	0,6	-	-	0,6	-	309,1
Recuperação melhorada	224,2	-	-	-	-	-	224,2
Vendas de reservas	(254,8)	-	-	-	-	-	(254,8)
Produção no ano	(701,3)	(0,3)	(14,3)	-	(14,5)	(0,9)	(716,8)
<b>Reservas em 31.12.2018</b>	<b>8.168,7</b>	<b>1,6</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,6</b>	<b>4,8</b>	<b>8.175,1</b>
Revisão de estimativas anteriores	718,8	-	-	-	-	-	718,8
Extensões e descobertas	17,5	-	-	-	-	3,6	21,1
Vendas de reservas	(68,3)	-	-	-	-	-	(68,3)
Produção no ano	(753,9)	(0,2)	-	-	(0,2)	(0,8)	(754,8)
<b>Reservas em 31.12.2019</b>	<b>8.082,8</b>	<b>1,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,4</b>	<b>7,7</b>	<b>8.091,9</b>

(1) Em 2017, o total de reservas provadas inclui 263,7 milhões de barris referentes a ativos mantidos para venda.

(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.

**Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Investidas por Equivalência Patrimonial (\*)**

	Exterior						Total
	Óleo no Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Total de Óleo no Exterior	Óleo Sintético no Brasil	
Reservas em 31.12.2016	-	-	-	69,0	69,0	-	69,0
Revisão de estimativas anteriores	-	-	-	2,6	2,6	-	2,6
Produção no ano	-	-	-	(8,2)	(8,2)	-	(8,2)
<b>Reservas em 31.12.2017</b>	-	-	-	<b>63,4</b>	<b>63,4</b>	-	<b>63,4</b>
Transferência por perda de controle (2)	-	-	100,4	-	100,4	-	100,4
Revisão de estimativas anteriores	-	-	(0,9)	3,7	2,9	-	2,9
Vendas de reservas	-	-	(80,4)	-	(80,4)	-	(80,4)
Aquisição de reservas	-	-	7,9	-	7,9	-	7,9
Produção no ano	-	-	(0,4)	(7,3)	(7,7)	-	(7,7)
<b>Reservas em 31.12.2018 (1)</b>	-	-	<b>26,6</b>	<b>59,8</b>	<b>86,4</b>	-	<b>86,4</b>
Revisão de estimativas anteriores	-	-	0,7	(6,5)	(5,8)	-	(5,8)
Extensões e descobertas	-	-	-	0,6	0,6	-	0,6
Produção no ano	-	-	(4,7)	(12,3)	(16,9)	-	(16,9)
<b>Reservas em 31.12.2019 (1)</b>	-	-	<b>22,7</b>	<b>41,6</b>	<b>64,2</b>	-	<b>64,2</b>

(1) 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 - Consolidado (\*)**

	Exterior						Total
	Gás natural no Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Total de Gás natural no Exterior	Gás Sintético no Brasil	
Reservas em 31.12.2016	8.394,0	113,9	87,2	-	201,1	9,2	8.604,3
Revisão de estimativas anteriores	(81,5)	19,5	(24,9)	-	(5,5)	0,1	(86,9)
Extensões e descobertas	37,4	41,0	-	-	41,0	-	78,4
Recuperação melhorada	204,2	-	-	-	-	-	204,2
Produção no ano	(877,9)	(14,2)	(21,3)	-	(35,5)	(1,2)	(914,6)
<b>Reservas em 31.12.2017 (1)</b>	<b>7.676,1</b>	<b>160,2</b>	<b>40,9</b>	-	<b>201,1</b>	<b>8,1</b>	<b>7.885,3</b>
Transferência por perda de controle (2)	-	-	(36,8)	-	(36,8)	-	(36,8)
Revisão de estimativas anteriores	737,2	-	-	-	-	(1,0)	736,2
Extensões e descobertas	136,8	70,1	-	-	70,1	-	206,9
Recuperação melhorada	207,6	-	-	-	-	-	207,6
Vendas de reservas	(165,5)	-	-	-	-	-	(165,5)
Produção no ano	(801,8)	(16,2)	(4,1)	-	(20,3)	(1,3)	(823,5)
<b>Reservas em 31.12.2018</b>	<b>7.790,5</b>	<b>214,1</b>	-	-	<b>214,1</b>	<b>5,7</b>	<b>8.010,3</b>
Revisão de estimativas anteriores	1.415,7	(42,3)	-	-	(42,3)	-	1.373,4
Extensões e descobertas	15,3	-	-	-	-	7,6	22,9
Vendas de reservas	(24,0)	-	-	-	-	-	(24,0)
Produção no ano	(816,9)	(15,5)	-	-	(15,5)	(1,2)	(833,7)
<b>Reservas em 31.12.2019</b>	<b>8.380,6</b>	<b>156,3</b>	-	-	<b>156,3</b>	<b>12,1</b>	<b>8.549,0</b>

(1) Em 2017, o total de reservas provadas inclui 173,7 bilhões de pés cúbicos referentes a ativos mantidos para venda.

(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

**Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Investidas por Equivalência Patrimonial (\*)**

	Exterior				Gás natural no Brasil	Sintético no Brasil	Total
	América do Sul	América do Norte	África	Total de Gás natural no Exterior			
Reservas em 31.12.2016	-	-	12,5	12,5	-	-	12,5
Revisão de estimativas anteriores	-	-	5,7	5,7	-	-	5,7
Produção no ano	-	-	(0,9)	(0,9)	-	-	(0,9)
<b>Reservas em 31.12.2017</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>17,3</b>	<b>17,3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>17,3</b>
Transferência por perda de controle (2)	-	36,8	-	36,8	-	-	36,8
Revisão de estimativas anteriores	-	(3,1)	34,8	31,8	-	-	31,8
Vendas de reservas	-	(29,7)	-	(29,7)	-	-	(29,7)
Aquisição de reservas	-	6,9	-	6,9	-	-	6,9
Produção no ano	-	(0,1)	(4,8)	(4,9)	-	-	(4,9)
<b>Reservas em 31.12.2018 (1)</b>	<b>-</b>	<b>10,8</b>	<b>47,3</b>	<b>58,1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>58,1</b>
Revisão de estimativas anteriores	-	0,1	10,9	11,0	-	-	11,0
Extensões e descobertas	-	-	0,3	0,3	-	-	0,3
Produção no ano	-	(1,7)	(11,3)	(13,0)	-	-	(13,0)
<b>Reservas em 31.12.2019 (1)</b>	<b>-</b>	<b>9,2</b>	<b>47,2</b>	<b>56,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>56,4</b>

(1) 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 34% de nossa reserva provada total de gás natural em 2019.

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 2019, 2018 e 2017:

**Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Consolidado (\*)**

	Exterior				Óleo equivalente sintético no Brasil	Total de todos os produtos
	Óleo equivalente no Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Total de óleo equivalente no Exterior	
Reservas em 31.12.2016	9.462,0	19,8	111,0	-	130,8	9.601,1
Revisão de estimativas anteriores	635,7	3,5	27,2	-	30,7	666,6
Extensões e descobertas	75,4	7,1	-	-	7,1	82,5
Recuperação melhorada	246,7	-	-	-	-	246,7
Produção no ano	(891,0)	(2,6)	(16,7)	-	(19,3)	(911,4)
<b>Reservas em 31.12.2017 (1)</b>	<b>9.528,8</b>	<b>27,9</b>	<b>121,5</b>	<b>-</b>	<b>149,3</b>	<b>9.685,5</b>
Transferência por perda de controle (2)	-	-	(106,5)	-	(106,5)	(106,5)
Revisão de estimativas anteriores	465,6	-	-	-	-	465,2
Extensões e descobertas	331,3	12,3	-	-	12,3	343,6
Recuperação melhorada	258,8	-	-	-	-	258,8
Vendas de reservas	(282,4)	-	-	-	-	(282,4)
Produção no ano	(834,9)	(3,0)	(15,0)	-	(17,9)	(854,0)
<b>Reservas em 31.12.2018</b>	<b>9.467,1</b>	<b>37,2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>37,2</b>	<b>9.510,1</b>
Revisão de estimativas anteriores	954,7	(7,0)	-	-	(7,0)	947,7
Extensões e descobertas	20,1	-	-	-	-	25,0
Vendas de reservas	(72,3)	-	-	-	-	(72,3)
Produção no ano	(890,0)	(2,8)	-	-	(2,8)	(893,8)
<b>Reservas em 31.12.2019</b>	<b>9.479,6</b>	<b>27,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>27,4</b>	<b>9.516,7</b>

(1) Em 2017, o total de reservas provadas inclui 292,7 milhões de barris de óleo equivalente referentes a ativos mantidos para venda.

(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

**Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Investidas por Equivalência Patrimonial (\*)**

	Óleo equivalente no Brasil	América do Sul	América do Norte	Exterior		Óleo equivalente sintético no Brasil	Total
				África	Total de óleo equivalente no Exterior		
Reservas em 31.12.2016	-	-	-	71,1	71,1	-	71,1
Revisão de estimativas anteriores	-	-	-	3,5	3,5	-	3,5
Produção no ano	-	-	-	(8,3)	(8,3)	-	(8,3)
<b>Reservas em 31.12.2017</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>66,3</b>	<b>66,3</b>	<b>-</b>	<b>66,3</b>
Transferência por perda de controle (2)	-	-	106,5	-	106,5	-	106,5
Revisão de estimativas anteriores	-	-	(1,4)	9,6	8,2	-	8,2
Vendas de reservas	-	-	(85,4)	-	(85,4)	-	(85,4)
Aquisição de reservas	-	-	9,1	-	9,1	-	9,1
Produção no ano	-	-	(0,5)	(8,1)	(8,6)	-	(8,6)
<b>Reservas em 31.12.2018 (1)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>28,4</b>	<b>67,7</b>	<b>96,1</b>	<b>-</b>	<b>96,1</b>
Revisão de estimativas anteriores	-	-	0,7	(4,7)	(4,0)	-	(4,0)
Extensões e descobertas	-	-	-	0,6	0,6	-	0,6
Produção no ano	-	-	(4,9)	(14,1)	(19,1)	-	(19,1)
<b>Reservas em 31.12.2019 (1)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>24,2</b>	<b>49,5</b>	<b>73,6</b>	<b>-</b>	<b>73,6</b>

(1) 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

**Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Consolidado e Investidas por Equivalência Patrimonial (\*)**

	Óleo equivalente no Brasil	América do Sul	América do Norte	Exterior		Óleo equivalente sintético no Brasil	Total
				África	Total de óleo equivalente no Exterior		
Reservas em 31.12.2016	9.462,0	19,8	111,0	71,1	201,8	8,3	9.672,2
Revisão de estimativas anteriores	635,7	3,5	27,2	3,5	34,3	0,2	670,1
Extensões e descobertas	75,4	7,1	-	-	7,1	-	82,5
Recuperação melhorada	246,7	-	-	-	-	-	246,7
Produção no ano	(891,0)	(2,6)	(16,7)	(8,3)	(27,7)	(1,2)	(919,8)
<b>Reservas em 31.12.2017 (1)</b>	<b>9.528,8</b>	<b>27,9</b>	<b>121,5</b>	<b>66,3</b>	<b>215,6</b>	<b>7,4</b>	<b>9.751,7</b>
Revisão de estimativas anteriores	465,6	-	(1,4)	9,6	8,2	(0,4)	473,3
Extensões e descobertas	331,3	12,3	-	-	12,3	-	343,6
Recuperação melhorada	258,8	-	-	-	-	-	258,8
Vendas de reservas	(282,4)	-	(85,4)	-	(85,4)	-	(367,8)
Aquisição de reservas	-	-	9,1	-	9,1	-	9,1
Produção no ano	(834,9)	(3,0)	(15,4)	(8,1)	(26,5)	(1,2)	(862,6)
<b>Reservas em 31.12.2018 (1)</b>	<b>9.467,1</b>	<b>37,2</b>	<b>28,4</b>	<b>67,7</b>	<b>133,3</b>	<b>5,8</b>	<b>9.606,2</b>
Revisão de estimativas anteriores	954,7	(7,0)	0,7	(4,7)	(11,0)	-	943,7
Extensões e descobertas	20,1	-	-	0,6	0,6	4,9	25,6
Vendas de reservas	(72,3)	-	-	-	-	-	(72,3)
Produção no ano	(890,0)	(2,8)	(4,9)	(14,1)	(21,9)	(1,0)	(912,8)
<b>Reservas em 31.12.2019 (1)</b>	<b>9.479,6</b>	<b>27,4</b>	<b>24,2</b>	<b>49,5</b>	<b>101,1</b>	<b>9,7</b>	<b>9.590,4</b>

(1) Em 2017, inclui 292,7 milhões de barris de óleo equivalente referentes a ativos mantidos para venda no Brasil; em 2018, inclui o valor de 67,7 milhões de barris de óleo equivalente referente a ativos mantidos para venda na África (PO&G) e em 2019, inclui o valor de 49,5 milhões de barris de óleo equivalente referente a ativos mantidos para venda na África (PO&G).

(\*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

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.

Em 2017, incorporamos 670,1 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, sendo 355,4 milhões de boe devido a revisões de economicidade, principalmente em função do aumento do preço, e 314,7 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente em função de melhor resposta de reservatórios dos sistemas de produção em operação no pré-sal, na Bacia de Santos e de Campos, ambas no Brasil.

Adicionalmente, incorporamos 246,7 milhões de boe em nossas reservas provadas resultante de respostas positivas do mecanismo de recuperação suplementar (injeção de água), e acrescentamos 82,5 milhões de boe em nossas reservas provadas devido a extensões e descobertas, principalmente na Bacia de Santos.

Considerando uma produção de 919,8 milhões de boe em 2017, a reserva provada total da companhia resultou em 9.751,7 milhões de boe.

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)

	2017				
	Óleo Bruto (mmbbl)	Óleo Sintético	Gás Natural (bncf)	Gás Sintético	Total de petróleo e gás (mmbbl)
<b>Reservas provadas desenvolvidas, líquidas: (*)</b>					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.282,2	6,0	4.515,9	8,1	5.042,2
América do Sul, exceto Brasil	0,7	-	56,7	-	10,2
América do Norte	72,1	-	24,2	-	76,1
<b>Total Entidades Consolidadas</b>	<b>4.355,0</b>	<b>6,0</b>	<b>4.596,8</b>	<b>8,1</b>	<b>5.128,5</b>
África	29,6	-	9,3	-	31,1
<b>Total Investidas por Equivalência Patrimonial</b>	<b>29,6</b>	<b>-</b>	<b>9,3</b>	<b>-</b>	<b>31,1</b>
<b>Total Entidades Consolidadas e investidas por equivalência patrimonial (1)</b>	<b>4.384,6</b>	<b>6,0</b>	<b>4.606,0</b>	<b>8,1</b>	<b>5.159,6</b>
<b>Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas: (*)</b>					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.967,2	-	3.160,2	-	4.493,9
América do Sul, exceto Brasil	0,5	-	103,5	-	17,7
América do Norte	42,6	-	16,7	-	45,3
<b>Total Entidades Consolidadas</b>	<b>4.010,2</b>	<b>-</b>	<b>3.280,5</b>	<b>-</b>	<b>4.557,0</b>
Investidas por Equivalência Patrimonial					
África	33,8	-	8,0	-	35,1
<b>Total Investidas por Equivalência Patrimonial</b>	<b>33,8</b>	<b>-</b>	<b>8,0</b>	<b>-</b>	<b>35,1</b>
<b>Total Entidades Consolidadas e investidas por equivalência patrimonial (1)</b>	<b>4.044,0</b>	<b>-</b>	<b>3.288,5</b>	<b>-</b>	<b>4.592,1</b>
<b>Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)</b>	<b>8.428,6</b>	<b>6,0</b>	<b>7.894,5</b>	<b>8,1</b>	<b>9.751,7</b>

(1) Inclui valores referentes a ativos mantidos para venda (191,9 milhões de barris de óleo e 131,8 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas desenvolvidas e 71,9 milhões de barris de óleo e 41,9 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas não desenvolvidas) no Brasil.

(\*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

	2018				
	Óleo Bruto (mmbbl)	Óleo Sintético	Gás Natural (bncf)	Gás Sintético	Total de petróleo e gás (mmbbl)
<b>Reservas provadas desenvolvidas, líquidas: (*)</b>					
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
<b>Total Entidades Consolidadas</b>	<b>4.340,5</b>	<b>4,8</b>	<b>4.890,5</b>	<b>5,7</b>	<b>5.161,4</b>
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	20,0	-	8,3	-	21,4
África	30,9	-	27,6	-	35,5
<b>Total Investidas por Equivalência Patrimonial</b>	<b>51,0</b>	<b>-</b>	<b>35,9</b>	<b>-</b>	<b>56,9</b>
<b>Total Entidades Consolidadas e investidas por equivalência patrimonial (1)</b>	<b>4.391,5</b>	<b>4,8</b>	<b>4.926,4</b>	<b>5,7</b>	<b>5.218,3</b>
<b>Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas: (*)</b>					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.829,2	-	2.983,5	-	4.326,4
América do Sul, exceto Brasil	0,5	-	130,6	-	22,3
<b>Total Entidades Consolidadas</b>	<b>3.829,7</b>	<b>-</b>	<b>3.114,1</b>	<b>-</b>	<b>4.348,7</b>
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	6,5	-	2,5	-	6,9
África	28,9	-	19,7	-	32,2
<b>Total Investidas por Equivalência Patrimonial</b>	<b>35,4</b>	<b>-</b>	<b>22,2</b>	<b>-</b>	<b>39,1</b>
<b>Total Entidades Consolidadas e investidas por equivalência patrimonial (1)</b>	<b>3.865,1</b>	<b>-</b>	<b>3.136,3</b>	<b>-</b>	<b>4.387,9</b>
<b>Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)</b>	<b>8.256,6</b>	<b>4,8</b>	<b>8.062,7</b>	<b>5,7</b>	<b>9.606,2</b>

(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.

**Informação Complementar (não auditada)**  
**PETROBRAS**  
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

					2019 Total de petróleo e gás (mmboe)
	Óleo Bruto (mmbbl)	Óleo Sintético	Gás Natural (bncf)	Gás Sintético	
<b>Reservas provadas desenvolvidas, líquidas: (*)</b>					
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
<b>Total Entidades Consolidadas</b>	<b>5.000,0</b>	<b>7,7</b>	<b>5.782,5</b>	<b>12,1</b>	<b>5.973,5</b>
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	18,2	-	7,0	-	19,4
África	37,1	-	44,7	-	44,6
<b>Total Investidas por Equivalência Patrimonial</b>	<b>55,3</b>	<b>-</b>	<b>51,7</b>	<b>-</b>	<b>64,0</b>
<b>Total Entidades Consolidadas e investidas por equivalência patrimonial (1)</b>	<b>5.055,3</b>	<b>7,7</b>	<b>5.834,3</b>	<b>12,1</b>	<b>6.037,4</b>
<b>Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas: (*)</b>					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.083,7	-	2.665,0	-	3.527,9
América do Sul, exceto Brasil (2)	0,5	-	89,3	-	15,4
<b>Total Entidades Consolidadas</b>	<b>3.084,2</b>	<b>-</b>	<b>2.754,3</b>	<b>-</b>	<b>3.543,3</b>
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	4,4	-	2,2	-	4,8
África	4,5	-	2,4	-	4,9
<b>Total Investidas por Equivalência Patrimonial</b>	<b>8,9</b>	<b>-</b>	<b>4,6</b>	<b>-</b>	<b>9,7</b>
<b>Total Entidades Consolidadas e investidas por equivalência patrimonial (1)</b>	<b>3.093,1</b>	<b>-</b>	<b>2.759,0</b>	<b>-</b>	<b>3.552,9</b>
<b>Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)</b>	<b>8.148,4</b>	<b>7,7</b>	<b>8.593,2</b>	<b>12,1</b>	<b>9.590,4</b>

(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.

## **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 útil 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 (3)	
	Exterior			Total		
	Brasil (2)	América do Sul	América do Norte			Total no Exterior
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
Em 31 de dezembro de 2017						
Fluxos de caixa futuros	1.400.992	2.912	17.107	20.019	1.421.011	11.127
Custos de produção futuros	(679.781)	(1.314)	(7.311)	(8.625)	(688.406)	(2.734)
Custos de desenvolvimento futuros	(149.113)	(469)	(2.071)	(2.540)	(151.653)	(1.671)
Despesa futura de imposto de renda	(201.304)	(284)	(273)	(558)	(201.862)	(1.082)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	370.794	844	7.452	8.296	379.090	5.640
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(167.574)	(441)	(2.256)	(2.697)	(170.271)	(1.513)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	203.220	404	5.196	5.599	208.819	4.127

(1) Capitalização semestral

(2) Inclui o valor de R\$ 5.649 milhões referentes a ativos classificados como mantidos para venda em 2017.

(3) Inclui o valor de R\$ 6.090 milhões referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 2018. Inclui o valor de R\$ 4.119 milhões 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 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 de preços, preços de transferência 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 do 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
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
Saldo em 1º de janeiro de 2017	121.455	346	2.925	3.271	124.726	2.058
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(74.716)	(192)	(1.798)	(1.990)	(76.706)	(832)
Custos de desenvolvimento incorridos	36.898	75	734	809	37.707	939
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	13.360	221	-	221	13.581	-
Revisões de estimativas anteriores de volumes	26.369	119	1.413	1.533	27.902	161
Variação líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	160.586	9	2.345	2.354	162.940	1.575
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(50.665)	(98)	(461)	(559)	(51.224)	(80)
Acréscimo de desconto	12.145	45	242	287	12.433	186
Variação líquida de imposto de renda	(29.474)	(58)	(6)	(64)	(29.538)	(293)
Outros - não especificados	-	(29)	79	50	50	608
Ajuste acumulado de conversão	(12.738)	(33)	(280)	(313)	(13.051)	(197)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	203.220	404	5.196	5.599	208.819	4.127

(1) Inclui o valor de R\$ 5.649 milhões referentes a ativos classificados como mantidos para venda em 2017.

(2) Inclui o valor de R\$ 6.090 milhões referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 2018. Inclui o valor de R\$ 4.119 milhões 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)**

	2019	Consolidado 2018
<b>1- Base de Cálculo (*)</b>		
Receita de vendas Consolidada (RL)	302.245	310.255
Lucro (Prejuízo) antes da participação no lucro e impostos consolidados (RO)	47.242	38.967
Folha de pagamento bruta consolidada (FPB) (i)	33.073	28.544

	% sobre			% sobre		
<b>2- Indicadores Sociais Internos</b>	Valor	FPB	RL	Valor	FPB	RL
Alimentação	1.013	3,06	0,34	1.015	3,56	0,33
Encargos sociais compulsórios	5.644	17,07	1,87	5.400	18,92	1,74
Previdência privada	6.750	20,41	2,23	3.046	10,67	0,98
Saúde	2.389	7,22	0,79	2.098	7,35	0,68
Segurança e saúde no trabalho	192	0,58	0,06	206	0,72	0,07
Educação	316	0,96	0,10	285	1,00	0,09
Cultura	12	0,04	-	1	-	-
Capacitação e desenvolvimento profissional	193	0,58	0,06	202	0,71	0,07
Creches ou auxílio-creche	37	0,11	0,01	40	0,14	0,01
Participação dos empregados nos lucros ou resultados e remuneração variável	2.722	8,23	0,90	2.591	9,08	0,84
Outros	114	0,34	0,04	38	0,13	0,01
<b>Total - Indicadores sociais internos</b>	<b>19.382</b>	<b>58,60</b>	<b>6,41</b>	<b>14.922</b>	<b>52,28</b>	<b>4,81</b>

	% sobre			% sobre		
<b>3- Indicadores Sociais Externos</b>	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
Socioambiental (I)	116	0,24	0,04	87	0,22	0,03
Cultura	37	0,08	0,01	38	0,10	0,01
Esportivo	71	0,15	0,02	80	0,21	0,03
Total de investimentos para a sociedade	224	0,47	0,07	205	0,53	0,07
Tributos (excluídos encargos sociais)	114.090	241,50	37,75	127.272	326,62	41,02
<b>Total - Indicadores sociais externos</b>	<b>114.314</b>	<b>241,98</b>	<b>37,82</b>	<b>127.477</b>	<b>327,14</b>	<b>41,09</b>

	% sobre			% sobre		
<b>4- Indicadores Ambientais</b>	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	3.515	7,44	1,16	2.962	7,60	0,95

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 (II):

( ) 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%

		<b>Consolidado</b>
<b>5- Indicadores do Corpo Funcional</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Número de empregados(as) ao final do período	57.983	63.361
Número de admissões durante o período (III)	946	2.064
Número de empregados(as) de empresas prestadoras de serviços (IV)	103.133	116.065
Número de estagiários(as) (V)	530	700
Número de empregados(as) acima de 45 anos (VI)	24.842	25.223
Número de mulheres que trabalham na empresa (VII)	9.331	10.518
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres (VII)	18,4%	18,1%
Número de negros(as) que trabalham na empresa (VIII)	16.763	17.914
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as) (IX)	19,3%	17,7%
Número de empregados com deficiência (X)	337	239

**6- Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial**

	<b>2019</b>	<b>Metas 2020</b>
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa (XI)	27,1	-
Número total de acidentes de trabalho (XII)	1.271	1.000
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) direção e empregados(as) ( ) todos(as) ( ) direção gerências	( ) direção e empregados(as) ( ) todos(as) ( ) direção gerências
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	( ) direção e empregados(as) ( ) todos(as) + Cipa ( ) direção gerências	( ) direção e empregados(as) ( ) todos(as) + Cipa ( ) direção gerências
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) não se envolve ( ) segue as normas da OIT (X) incentiva e segue a OIT (X) todos(as) ( ) direção e empregados(as) ( ) direção gerências	( ) não se envolverá ( ) seguirá as normas da OIT (X) incentivará e seguirá a OIT (X) todos(as) ( ) direção e empregados(as) ( ) direção gerências
A previdência privada contempla:	( ) não se envolve ( ) apoia (X) organiza e incentiva (X) todos(as) ( ) direção e empregados(as) ( ) direção gerências	( ) não se envolverá ( ) apoiará (X) organizará e incentivará (X) todos(as) ( ) direção e empregados(as) ( ) direção gerências
A participação dos lucros ou resultados contempla:	( ) não são considerados ( ) são sugeridos (X) são exigidos (X) todos(as) ( ) direção e empregados(as) ( ) direção gerências	( ) não serão considerados ( ) serão sugeridos (X) serão exigidos (X) todos(as) ( ) direção e empregados(as) ( ) direção gerências
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) não se envolve ( ) apoia (X) organiza e incentiva (X) todos(as) ( ) direção e empregados(as) ( ) direção gerências	( ) não se envolverá ( ) apoiará (X) organizará e incentivará (X) todos(as) ( ) direção e empregados(as) ( ) direção gerências
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	na empresa 25203 96%	na empresa 7119 88%
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (XIII)	41 65%	- -
Percentual de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas: (XIII)	19%	-
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	243.043	253.623
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	53% governo 13% colaboradores(as) 5% acionistas 21% terceiros 8% retido	52% governo 12% colaboradores(as) 3% acionistas 26% terceiros 7% retido

**7 - Outras Informações**

(i) Composta por salários, vantagens, FGTS, INSS e demais benefícios a empregados.

I. Inclui investimento socioambiental da Petrobras Controladora, Empresas Controladas no Brasil (Transpetro, Liquigás e BR Distribuidora, com dados referentes até 29/07/2019 para esta última) e Empresas Controladas no Exterior (Colômbia e Bolívia).

II. O Limite de Alerta para resíduos perigosos em 2019 foi de 123 mil toneladas e o valor realizado no período foi de aproximadamente 118 mil toneladas.

III. Informações do Sistema Petrobras, que incluem admissões por processo seletivo público no Brasil e outras modalidades de ingresso, tanto no Brasil como nas empresas controladas no exterior.

IV. Desde 2015, o dado abrange apenas os empregados de empresas prestadoras de serviços que trabalham nas instalações da Petrobras Controladora.

V. Informações relativas aos estagiários da Petrobras Controladora, Empresas Controladas no Brasil (Transpetro, Breitener Energética, Breitener Tambaqui, Breitener Jaraqui, Gas Brasileiro e TBG; as demais não possuem programas de estágio) e Empresas controladas no Exterior (Colômbia; as demais não possuem estagiários).

VI. Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Empresas Controladas no Brasil (Transpetro, Liquigás, Araucária, Breitener Energética, Breitener Tambaqui, Breitener Jaraqui, Gas Brasileiro, TBG, Termobahia, Termomacaré e Petrobras Biocombustível) e Empresas Controladas no Exterior (Argentina, Bolívia, Colômbia, EUA, Holanda, Inglaterra e Uruguai; Singapura, Líbia e Turquia não possuem empregados acima de 45 anos).

VII. Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Empresas Controladas no Brasil (Transpetro, Liquigás, Araucária, Breitener Energética, Breitener Tambaqui, Gas Brasileiro, TBG, Termobahia, Termomacaré e Petrobras Biocombustível) e Empresas Controladas no Exterior (Argentina, Bolívia, Colômbia, Singapura, EUA, Holanda, Inglaterra e Uruguai; Singapura, Líbia e Turquia não possuem empregados do sexo feminino).

VIII. Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Empresas Controladas no Brasil (Transpetro, Liquigás, Araucária, Breitener Energética, Breitener Jaraqui, Breitner Tambaqui, Gas Brasileiro, TBG, Termobahia e Termomacaré) que se autodeclararam negros (pretos e pardos). Por questões culturais de alguns países, esta informação não tem como ser obtida e consolidada para todas as empresas no exterior.

IX. Do total dos cargos de chefia da Petrobras Controladora ocupados por empregados que informaram cor/raça, 19,3% são exercidos por pessoas que se autodeclararam negras (cor parda e preta). 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. Por questões culturais de alguns países, esta informação não tem como ser obtida e consolidada para todas as empresas no exterior.

X. Dados obtidos por meio dos registros internos de saúde a partir da análise médica durante os exames ocupacionais dos empregados que se autodeclararam portadores de deficiência ou reabilitados pelo INSS. Informações de 2019 abrangem apenas a Petrobras Controladora.

XI. Informações da Petrobras Controladora.

XII. Refere-se ao número de acidentados. Não há meta específica para o número total de acidentes de trabalho. O número apresentado para 2020 foi estimado com base no Limite de Alerta estabelecido para o indicador TOR e no HHER (Homens-Hora de Exposição ao Risco) projetado para o ano. Adicionalmente, há como Métrica de Topo o indicador TAR (Taxa de Acidentados Registráveis) apurada em 0,76 para 2019, com limite de alerta em 0,99 em 2020.

XIII. As informações "na empresa", "no Procon" e "na justiça" incluem o quantitativo de reclamações e críticas recebidas em 2019 pela Petrobras Controladora, BR Distribuidora (até 29/07/2019) e Liquigás. Não há previsões "no Procon" e "na justiça" para 2020.

**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 2018:

**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 2019, gerou receitas de aproximadamente R\$ 1.235 e custos de R\$ 2.341, resultado este custeado pelo orçamento da companhia. Em 31 de dezembro de 2019, a companhia possuía contratos nessa modalidade com duas usinas e com uma terceira usina o fornecimento de gás natural ocorre por força de mandado judicial.

**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. Participamos 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 2019, os custos associados ao CONPET, custeados pelo orçamento da companhia, foram considerados imateriais.