

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.

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 através 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, observadas 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 Financeiro 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 2018 foi de 2,63 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), sendo 2,53 milhões boed produzidos no Brasil e 0,10 milhões boed no exterior, refletindo os desinvestimentos nos campos de Lapa, Sururu, Berbigão, Oeste de Atapu e Roncador, a formação da *joint venture* da Petrobras América Inc. com a Murphy Exploration & Production Co., o término dos Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) de Tartaruga Verde e Itapu e ao declínio natural da produção, compensados pela entrada em operação de quatro novos sistemas de produção (nota explicativa 12 – Imobilizado), além do contínuo desenvolvimento da produção do pré-sal e aproveitamento de gás da Petrobras no Brasil, consequência do Programa de Otimização do Aproveitamento de Gás. Em 2018, a companhia permaneceu sendo exportadora líquida de petróleo e derivados, com saldo de 257 mil bpd.

As novas descobertas e o consumo da produção têm impacto direto nas reservas provadas que atingiram 9,606 bilhões de barris de óleo equivalente – critério SEC – com índice de reposição de reservas de 125% do volume produzido (Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural – não auditado).

A companhia manteve sua política de preços alinhada aos preços internacionais, inclusive entre junho e dezembro de 2018, quando foi estabelecido um programa de subvenção econômica à comercialização de óleo diesel no território nacional, com previsão de ressarcimentos entre o preço praticado pela empresa e valores estabelecidos pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) – nota explicativa 19.7.1 – Programa de subvenção econômica à comercialização ao óleo diesel.

Adotamos o mecanismo de *hedge* protetivo para parte da exportação de óleo, em função da oscilação nas cotações do Brent e do câmbio. Adicionalmente, a companhia passou a adotar a estratégia de contratação de operações de instrumentos financeiros derivativos de *commodity* e câmbio, de modo a permitir espaçamento nos reajustes de preços de gasolina, garantindo o mesmo efeito financeiro dos ajustes diários (nota explicativa 34.1 – Gerenciamento de riscos de preços de petróleo e derivados). A mesma prática será adotada em 2019 para os preços de diesel.

Renegociações dos Contratos de Confissão de Dívida (CCD) do setor elétrico (Sistema Isolado de Energia) assinados em 2018 e a conclusão do processo de privatização de três distribuidoras da Eletrobrás geraram uma melhora no risco de crédito desses recebíveis, com reconhecimento de ganho no resultado financeiro (nota explicativa 8.4 – Contas a Receber – Setor Elétrico).

A geração operacional de caixa está refletindo as maiores margens de comercialização de exportação de petróleo e de derivados no mercado interno, acompanhando a valorização das cotações internacionais e desvalorização do real frente ao dólar, compensados parcialmente pelos pagamentos relacionados às parcelas referentes ao acordo da *Class Action* e os menores volumes de vendas no mercado interno e de exportação de petróleo.

Os recursos proporcionados por uma geração operacional de caixa crescente, novas captações e recebimentos pela venda de ativos e de participações (nota explicativa 10 – Venda de ativos) foram destinados ao cumprimento do serviço da dívida, ao pré-pagamento ou rolagem de dívidas, permitindo redução do endividamento bruto (nota explicativa 17 – Financiamentos), além dos investimentos nos segmentos de negócio e na aquisição de blocos exploratórios (nota explicativa 13 – Intangível).

Em decorrência dos acordos de colaboração e leniência celebrados por outras empresas no âmbito da Operação Lava Jato, a companhia foi ressarcida em R\$ 1.801 ao longo de 2018. Adicionalmente, pôs fim às incertezas, ônus e custos relacionados às investigações pelas autoridades norte americanas com a celebração de acordo com a Securities and Exchange Commission – SEC e Department of Justice – DoJ (nota explicativa 3 – Operação Lava Jato).

A companhia aderiu a programas de anistias e de remissão de tributos estaduais para pagamento à vista de débitos com benefício de dedução média de 68% (nota explicativa 21.3 – Programas de anistias estaduais) além disso, reconheceu provisão em função dos avanços da negociação de um acordo com a ANP, com a unificação de alguns campos do Parque das Baleias, a partir do 4º trimestre de 2016 e provisionou contingências para as quais a expectativa de perda tornou-se provável, principalmente de natureza cível (nota explicativa 31 – Processos judiciais e contingências).

Perdas e reversões de perdas na recuperabilidade dos ativos foram reconhecidas, principalmente no quarto trimestre, decorrentes do maior custo com abandono de áreas (nota 20 – Provisão para desmantelamento de áreas), revisão da gestão de portfólio e atualização das premissas econômicas de médio e longo prazo da companhia no âmbito do novo Plano de Negócios e Gestão 2019-2023 (nota explicativa 14 – *Impairment*).

A Petrobras celebrou Acordos de Individualização da Produção (AIPs) com a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo (PPSA) e com outras empresas parceiras em consórcios de E&P, que preveem equalizações de gastos e volumes de produção referentes aos campos de Sapinhoá, Lula, Tartaruga Verde, Berbigão e Sururu (nota explicativa 12.3 – Acordos de Individualização da Produção).

O Conselho de Administração da companhia está encaminhando para a aprovação da Assembleia Geral Ordinária (AGO) de 2019 a proposta de remuneração total aos acionistas relativa ao exercício de 2018, no montante de R\$ 7.055 (nota explicativa 24 – Patrimônio Líquido).

Conforme detalhado na nota explicativa 22 – Benefícios concedidos a empregados, dentre outras iniciativas, implementamos um novo Plano de Carreiras e Remuneração (PCR) em 2018.

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	
	2018	2017
Receita de vendas	95.584	88.827
Lucro bruto	34.067	28.680
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	17.432	11.219
Lucro (Prejuízo) do exercício – Acionistas da Petrobras	7.173	(91)
Caixa e equivalentes de caixa	13.899	22.519
Imobilizado	157.383	176.650
Financiamentos – Circulante e Não Circulante	84.175	109.046
Patrimônio líquido	73.175	81.502

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. O sumário das principais práticas contábeis aplicadas na preparação das demonstrações financeiras estão apresentadas na nota explicativa 4.

Na preparação dessas demonstrações financeiras, a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação das políticas 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 5.

O Conselho de Administração da companhia, em reunião realizada em 27 de fevereiro de 2019, 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 e para fins de IFRS são apresentadas como informação adicional.

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 da maior parte das controladas que atuam em ambiente econômico internacional é o dólar norte-americano.

As demonstrações do resultado e do fluxo de caixa das investidas, que atuam em ambiente econômico estável 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. Mudanças nas políticas contábeis e divulgações

A partir de 1º de janeiro de 2018, a companhia adotou inicialmente os requerimentos contidos nos seguintes pronunciamentos: CPC 48 Instrumentos Financeiros, análogo ao IFRS 9 *Financial Instruments*, inclusive aqueles relativos à contabilidade de *hedge*; CPC 47 Receita de Contrato com Cliente, análogo ao IFRS 15 *Revenue from Contracts with Customers* e ICPC 21 Transação em moeda estrangeira e adiantamento, análogo ao IFRIC 22 *Foreign Currency Transactions and Advance Consideration*.

2.3.1. IFRS 9 *Financial Instruments* / CPC 48 Instrumentos Financeiros

O CPC 48 (IFRS 9) estabelece, entre outros, novos requerimentos para: classificação e mensuração de ativos financeiros, mensuração e reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros, modificações nos termos de ativos e passivos financeiros, contabilidade de *hedge* e divulgação.

De acordo com as disposições transitórias previstas, a companhia não reapresentou suas demonstrações financeiras de períodos anteriores em relação aos novos requerimentos referentes a: classificação e mensuração de ativos financeiros, perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros e modificações nos termos de ativos e passivos financeiros. Nestes casos, as diferenças nos valores contábeis de ativos financeiros e passivos financeiros resultantes da adoção deste normativo em 1º de janeiro de 2018 foram reconhecidas em lucros acumulados no patrimônio líquido.

Os requerimentos de contabilidade de *hedge* estabelecidos pelo CPC 48 (IFRS 9) foram aplicados pela companhia de forma prospectiva. As relações de *hedge* de fluxo de caixa das exportações futuras altamente prováveis para fins do normativo vigente até 31 de dezembro de 2017 foram consideradas como relações de proteções contínuas para fins do novo normativo, uma vez que também se qualificam para contabilização de *hedge*.

Informações sobre os impactos consolidados em 1º de janeiro de 2018 sobre os itens do balanço patrimonial são apresentados a seguir:

Item do balanço patrimonial	Divulgado em 31.12.2017	Ajuste pela adoção inicial do IFRS 9	Nota	Saldo em 01.01.2018
Ativo Circulante				
Contas a receber, líquidas	16.446	(341)	2.3.1 b	16.105
Ativo Não Circulante				
Contas a receber, líquidas	17.120	(64)	2.3.1 b	17.056
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.373	405		11.778
Outros ativos	10.202	(75)	2.3.1 b	10.127
Passivo Circulante				
Financiamentos	23.160	3	2.3.1 a	23.163
Outros	8.298	(23)	2.3.1 a	8.275
Passivo Não Circulante				
Financiamentos	337.564	797	2.3.1 a	338.361
Patrimônio Líquido				
Outros resultados abrangentes	(21.268)	(67)	2.3.1 c	(21.335)
Lucros acumulados	-	(734)		(734)
Atribuído aos acionistas não controladores	5.624	(51)		5.573

a) Modificação de fluxo de caixa contratual de passivos financeiros

O CPC 48 estabelece que os saldos contábeis de passivos financeiros mensurados a custo amortizado, cujos termos contratuais foram modificados não substancialmente, devem refletir 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 deve ser reconhecida como ganho ou perda no resultado do período.

b) Perda no valor recuperável dos ativos financeiros (Impairment)

O CPC 48 substitui o modelo de perda incorrida estabelecido pelo CPC 38 pelo modelo de perda esperada. Provisão para perdas de crédito esperadas são reconhecidas em ativos financeiros mensurados ao custo amortizado, incluindo recebíveis de arrendamentos mercantis, bem como aqueles mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

c) Classificação e mensuração de ativos financeiros

O CPC 48 estabelece três categorias para classificação de ativos financeiros: mensurados pelo custo amortizado, valor justo por meio de outros resultados abrangentes e valor justo por meio do resultado. A classificação é baseada nas características dos fluxos de caixa contratual e no modelo de negócios para gerir o ativo. O CPC 48 eliminou as seguintes categorias estabelecidas pelo CPC 38: mantidos até o vencimento, empréstimos e contas a receber e disponíveis para venda.

A tabela a seguir apresenta as categorias de mensuração originais no CPC 38/ IAS 39 e as novas categorias de mensuração do CPC 48 / IFRS 9 para títulos e valores mobiliários em 1º de janeiro de 2018:

Classificação original de acordo com CPC 38 / IAS 39	Valor contábil original de acordo com CPC 38 / IAS 39 em 31 de dezembro de 2017			Nova classificação de acordo com CPC 48 / IFRS 9	Novo valor contábil de acordo com CPC 48 / IFRS 9 em 1º de janeiro de 2018		
	País	Exterior	Total		País	Exterior	Total
Para negociação	3.531	-	3.531	Valor justo por meio do resultado	4.222	-	4.222
Disponíveis para venda	505	2.015	2.520	Valor justo por meio de outros resultados abrangentes	42	2.015	2.057
Mantidos até o vencimento	397	-	397	Custo amortizado	169	-	169
	4.433	2.015	6.448		4.433	2.015	6.448

As notas explicativas 4 e 5 contêm informações adicionais sobre as principais práticas contábeis e estimativas e julgamento relevantes referentes aos instrumentos financeiros.

2.3.2. IFRS 15 *Revenue from Contracts with Customers*/CPC 47 *Receita de Contrato com Cliente*

Em conformidade com as disposições transitórias previstas, a companhia adotou o pronunciamento retrospectivamente com reconhecimento dos efeitos da aplicação inicial em lucros acumulados. No entanto, as mudanças em função da adoção deste normativo apenas alteraram a forma como certas receitas de contratos com clientes são apresentadas na demonstração de resultados da companhia. Desta forma, não foram reconhecidos impactos em lucros acumulados.

Estão apresentados a seguir os impactos na demonstração de resultado pela adoção do CPC 47 (IFRS 15) para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018:

	Divulgado em 31.12.2018	Impactos da adoção do IFRS 15			Saldo sem impactos do IFRS 15 em 31.12.2018
		Receitas de direitos não exercidos (breakage)	Agente	Outros	
Receita de vendas	349.836	9.385	(993)	(77)	358.151
Custo dos produtos e serviços vendidos	(225.293)	(9.385)	55	-	(234.623)
Lucro bruto	124.543	-	(938)	(77)	123.528
Receitas e despesas operacionais	(61.586)	-	938	77	(60.571)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	62.957	-	-	-	62.957

Atuação da companhia como agente

De acordo com as práticas contábeis vigentes até 31 de dezembro de 2017, a companhia considera que atuava como principal em algumas transações, de maneira que apresentava separadamente as receitas dessas vendas, o custo do produto vendido e as despesas de vendas. No entanto, segundo os novos requerimentos, a companhia atua como agente no segmento de biocombustíveis, pois não chega a obter o controle dos bens ou serviços que são subsequentemente vendidos ao cliente. Assim, a partir de 1º de janeiro de 2018, as receitas dessas operações estão sendo apresentadas na mesma linha na demonstração de resultado, mas líquidas do custo do produto vendido e despesas de vendas.

Receitas de direitos não exercidos (breakage)

De acordo com as práticas contábeis vigentes até 31 de dezembro de 2017, a companhia considerava como receitas de penalidades, apresentadas na linha de "Outras receitas (despesas) operacionais líquidas" na demonstração de resultado, as receitas oriundas de direitos não exercidos por clientes em certos contratos com cláusulas de *take or pay* e *ship or pay*. No entanto, segundo os novos requerimentos, as receitas oriundas de direitos não exercidos por clientes devem ser consideradas como receitas de vendas e estão sendo apresentadas como tal a partir de 1º de janeiro de 2018.

A nota explicativa 4 contém informações adicionais sobre as principais práticas contábeis referentes ao reconhecimento de receitas com clientes.

2.3.3. IFRIC 22 *Foreign Currency Transactions and Advance Consideration* / ICPC 21 *Transação em moeda estrangeira e adiantamento*

A companhia aplicou prospectivamente os requerimentos estabelecidos pelo ICPC 21 (IFRIC 22). Desta forma, não foram reconhecidos impactos em lucros acumulados. Este pronunciamento esclarece que a data da taxa de câmbio a ser utilizada no reconhecimento inicial do ativo, da despesa ou da receita relacionada a determinados adiantamentos é a mesma utilizada no reconhecimento inicial do adiantamento.

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

Em 2009, a Polícia Federal brasileira iniciou uma investigação denominada “Operação Lava Jato”, visando apurar práticas de lavagem de dinheiro por organizações criminosas em diversos estados brasileiros. A partir de 2014, o Ministério Público Federal concentrou parte de suas investigações em irregularidades cometidas por empreiteiras e fornecedores da Petrobras e descobriu um amplo esquema de pagamentos indevidos, que envolvia um grande número de participantes, incluindo ex-empregados da Petrobras. Baseado nas informações disponíveis à companhia, o referido esquema consistia em um conjunto de empresas que, entre 2004 e abril de 2012, se organizaram em cartel para obter contratos com a Petrobras, impondo gastos adicionais nestes contratos e utilizando estes valores adicionais para financiar pagamentos indevidos a partidos políticos, políticos eleitos ou outros agentes políticos, empregados de empreiteiras e fornecedores, ex-empregados da Petrobras e outros envolvidos no esquema de pagamentos indevidos. Este esquema foi tratado como esquema de pagamentos indevidos e as referidas empresas como “membros do cartel”. A companhia não realizou qualquer pagamento indevido.

Além do esquema de pagamentos indevidos descrito acima, as investigações evidenciaram casos específicos em que outras empresas também impuseram gastos adicionais e supostamente utilizaram esses valores para financiar pagamentos a determinados ex-empregados da Petrobras. Essas empresas não são membros do cartel e atuavam de forma individualizada. Esses casos específicos foram chamados de pagamentos não relacionados ao cartel.

Os valores pagos pela Petrobras no âmbito dos contratos junto aos fornecedores e empreiteiras envolvidos no esquema descrito anteriormente foram integralmente incluídos no custo histórico dos respectivos ativos imobilizados da companhia. No entanto, a Administração entendeu, de acordo com o IAS 16 (*Property, Plant and Equipment*)/CPC 27 (Ativo Imobilizado), que a parcela dos pagamentos que realizou a essas empresas e que foi por elas utilizada para realizar pagamentos indevidos, o que representa gastos adicionais incorridos em decorrência do esquema de pagamentos indevidos, não deveria ter sido capitalizada. Assim, no terceiro trimestre de 2014 a companhia reconheceu uma baixa no montante de R\$ 6.194 (R\$ 4.788 na Controladora) de gastos capitalizados, referente a valores que a Petrobras pagou adicionalmente na aquisição de ativos imobilizados em exercícios anteriores.

3.1. Abordagem adotada para ajuste de ativos afetados pelos gastos adicionais

Devido à impraticabilidade de identificação dos períodos e montantes de gastos adicionais incorridos pela companhia, a metodologia envolve os cinco passos descritos a seguir:

- 1) Identificação da contraparte do contrato: foram listadas todas as companhias citadas como membros do cartel e, com base nessa informação, foram levantadas as empresas envolvidas e as entidades a elas relacionadas.
- 2) Identificação do período: foi concluído, com base nos depoimentos, que o período de atuação do esquema de pagamentos indevidos foi de 2004 a abril de 2012.
- 3) Identificação dos contratos: foram identificados todos os contratos assinados com as contrapartes mencionadas no passo (1) durante o período do passo (2), incluindo também os aditivos aos contratos originalmente assinados entre 2004 e abril de 2012. Em seguida, foram identificados os ativos imobilizados aos quais estes contratos se relacionam.
- 4) Identificação dos pagamentos: foi calculado o valor total dos contratos referidos no passo (3).
- 5) Aplicação de um percentual fixo sobre o valor total de contratos definido no passo (4): o percentual de 3%, indicado nos depoimentos, foi utilizado para estimar os gastos adicionais impostos sobre o montante total dos contratos identificados.

No caso específico de valores cobrados adicionalmente por empresas fora do escopo do cartel, a companhia considerou como parte da baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente os valores específicos de pagamentos indevidos ou o percentual sobre o contrato citados nos depoimentos prestados em colaborações premiadas, pois também foram utilizados por essas empresas para financiar pagamentos indevidos.

A companhia monitora continuamente as investigações da “Operação Lava Jato”, para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados em 2014. Como resultado, não foram identificadas na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2018 novas informações que alterassem a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente.

3.2. Resposta da companhia às questões descobertas nas investigações em curso

A companhia continua acompanhando as investigações e colaborando efetivamente com os trabalhos da 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. Centenas de pedidos de documentos e informações feitos pelos investigadores já foram atendidos.

A companhia é oficialmente reconhecida como vítima dos crimes apurados na “Operação Lava Jato” pelo Ministério Público Federal e pelo Juízo competente para julgar os processos criminais relacionados ao caso. Essa posição de vítima foi reconhecida também em decisões do Supremo Tribunal Federal. Por esse motivo, a companhia ingressou em 54 ações penais como assistente de acusação e em outras cinco como parte interessada, bem como foi renovado o compromisso de continuar cooperando para a elucidação dos fatos e comunicá-los regularmente aos investidores e ao público em geral.

Não toleramos qualquer prática de corrupção e consideramos inadmissíveis práticas de atos ilegais envolvendo os nossos empregados. Deste modo, desde 2015, foram tomadas diversas medidas como resposta às ocorrências reveladas na “Operação Lava Jato”.

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.

Com esse objetivo, a companhia ingressou em 17 ações civis públicas por atos de improbidade administrativa, ajuizadas pelo Ministério Público Federal pela União Federal, incluindo pedido de indenização por danos morais.

À medida que as investigações da “Operação Lava Jato” resultem em acordos de leniência com os membros do cartel ou acordos de colaboração com indivíduos 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 despesas líquidas quando forem recebidos ou quando sua realização se tornar praticamente certa.

Até o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, foi reconhecido por meio de acordos de colaboração e leniência celebrados com pessoas físicas e jurídicas, o ressarcimento de R\$3.277 (R\$1.476 até 31 de dezembro de 2017). Estes recursos foram reconhecidos como outras receitas operacionais.

Em 28 de novembro de 2018, o Conselho de Administração da companhia aprovou o encerramento do Comitê Especial, criado em dezembro de 2014, para atuar como interlocutor (“*reporting line*”) das investigações independentes realizadas pelos escritórios Trench, Rossi e Watanabe Advogados e Gibson, Dunn & Crutcher LLP. Também foi aprovada a cessação das atividades de investigação conduzidas pelos escritórios externos. As atividades do Comitê Especial e escritórios externos passam a ser executadas, de forma permanente, pelas áreas competentes da Petrobras.

3.3. Investigações envolvendo a companhia

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

A Petrobras não é um dos alvos das investigações da “Operação Lava Jato” e é reconhecida formalmente pelas autoridades brasileiras como vítima do esquema de pagamentos indevidos.

Em 21 de novembro de 2014, a Petrobras recebeu uma intimação (*subpoena*) da SEC requerendo documentos relativos à companhia sobre, dentre outros itens, Operação Lava Jato e qualquer acusação relacionada à violação da Lei de Prática de Corrupção no Exterior (U.S. Foreign Corrupt Practices Act). O DoJ estava conduzindo um procedimento semelhante. A companhia atendeu às solicitações oriundas de ambas as investigações e atuou em conjunto com os escritórios de advocacia brasileiro e norte-americano contratados para realizar uma investigação interna independente.

Em 27 de setembro de 2018, a Petrobras divulgou o fechamento de acordos para encerramento das investigações da SEC e do 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 estabeleciam 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, a ser revertido para um fundo especial e investido no Brasil, conforme o Acordo de Assunção de Compromissos assinado com o Ministério Público Federal do Brasil (MPF). Assim, o montante de US\$ 853,2 milhões (R\$ 3.536) foi registrado em outras despesas operacionais no terceiro trimestre de 2018. Em 3 de outubro de 2018 a Petrobras pagou US\$ 85,3 milhões ao DoJ e, em 30 de janeiro de 2019, pagou US\$ 682,6 milhões às autoridades brasileiras, restando US\$ 85,3 milhões 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.

3.3.2. 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.

3.4. Ações envolvendo a companhia

A nota explicativa 31 representa informações sobre ações coletivas (*class actions*) e outros processos da companhia.

4. Sumário das principais práticas contábeis

As práticas contábeis descritas abaixo foram aplicadas de maneira consistente pela companhia nas demonstrações financeiras apresentadas.

4.1. 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. A nota explicativa 11 apresenta as empresas consolidadas e demais investimentos diretos.

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 2018, a Petrobras controla e consolida 3 entidades estruturadas: Charter Development LLC - CDC (EUA, E&P); Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais - CDMPI (Brasil, Refino, Transporte e Comercialização (RTC)) e, Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-padronizados do Grupo Petrobras (Brasil, Corporativo).

O processo de consolidação das contas patrimoniais e de resultado corresponde à soma dos saldos das contas de ativo, passivo, receitas e despesas, segundo a sua função, complementada com as eliminações integrais de ativos e passivos, patrimônio líquido, receitas, despesas e fluxos de caixa intragrupo relacionados a transações entre entidades do grupo, bem como eliminação entre o valor contábil do investimento da controladora em cada controlada e a parcela da controladora no patrimônio líquido de cada controlada.

4.2. Informações por segmento de negócio

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

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

Os segmentos de negócio da companhia são os seguintes:

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, as operações de petróleo e de gás natural realizadas por controladas no exterior, e a prestação de serviços relacionados com atividade de E&P.

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 o segmento 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 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.

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

d) Biocombustível: contempla as atividades de produção de biodiesel e seus co-produtos e as atividades de etanol, através de participações societárias em empresas com produção e comercialização de etanol, açúcar e excedente de energia elétrica gerado a partir do bagaço da cana-de-açúcar.

e) Distribuição: responsável pela distribuição de derivados, principalmente gasolina e diesel, etanol e gás natural veicular no Brasil, representada pelas operações da Petrobras Distribuidora S.A., assim como por operações de distribuição de derivados no exterior (América do Sul).

A receita de vendas para terceiros reflete, principalmente, operações de comercialização de derivados no país.

No segmento corporativo são alocados os itens que não podem ser atribuídos aos demais segmentos de negócio, notadamente aqueles vinculados à gestão financeira corporativa, o *overhead* relativo à Administração Central e outras despesas, incluindo despesas atuariais referentes aos planos de pensão e de saúde destinados aos assistidos.

4.3. Instrumentos financeiros

Instrumento financeiro é qualquer contrato que dê origem a um ativo financeiro para a entidade e a um passivo financeiro ou instrumento patrimonial para outra entidade.

4.3.1. Ativos financeiros

a) Reconhecimento e mensuração inicial

Um ativo financeiro é reconhecido quando a entidade se tornar parte das disposições contratuais do instrumento. Exceto para contas a receber de clientes sem componente de financiamento significativo, os ativos financeiros são inicialmente mensurados a valor justo e, caso não sejam classificados como mensurados ao valor justo por meio do resultado, os custos de transação que sejam diretamente atribuíveis a sua aquisição ou emissão são adicionados ou reduzidos.

b) Classificação e mensuração subsequente

Ativos financeiros são geralmente classificados como subsequentemente mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes ou ao valor justo por meio do resultado com base tanto: no modelo de negócios da entidade para a gestão dos ativos financeiros; quanto nas características de fluxo de caixa contratual do ativo financeiro, conforme segue:

- Custo amortizado: ativo financeiro (instrumento financeiro de dívida) cujo fluxo de caixa contratual resulta somente do pagamento de principal e juros sobre o principal em datas específicas e, cujo modelo de negócios objetiva manter o ativo com o fim de receber seus fluxos de caixa contratuais;
- Valor justo por meio de outros resultados abrangentes: ativo financeiro (instrumento financeiro de dívida) cujo fluxo de caixa contratual resulta somente do recebimento de principal e juros sobre o principal em datas específicas e, cujo modelo de negócios objetiva tanto o recebimento dos fluxos de caixa contratuais do ativo quanto sua venda, bem como investimentos em instrumento patrimoniais não mantidos para negociação nem contraprestação contingente, que no reconhecimento inicial, a companhia elegeu de forma irrevogável por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em outros resultados abrangentes; e
- Valor justo por meio do resultado: todos os demais ativos financeiros. Esta categoria geralmente inclui instrumentos financeiros derivativos.

c) Redução ao valor recuperável (*Impairment*)

Provisão para perdas de crédito esperadas são reconhecidas em ativos financeiros mensurados ao custo amortizado, incluindo recebíveis de arrendamentos mercantis, bem como aqueles mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

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 instrumentos financeiros, 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).

Aumento significativo do risco de crédito

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. Para tal, a companhia utiliza, entre outros, os seguintes indicadores: alteração significativa real ou esperada na classificação de crédito externa do instrumento financeiro e informações sobre atrasos nos pagamentos.

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 instrumento financeiro não aumentou significativamente desde o seu reconhecimento inicial quando o instrumento financeiro 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.

Definição de inadimplência (default)

A companhia considera um ativo financeiro como inadimplente quando a contraparte não cumpre com a obrigação legal de pagamento de seus débitos quando devidos ou, a depender do instrumento financeiro, quando ocorre atraso de recebimento devido contratualmente em prazo igual ou superior a 90 (noventa) dias.

Mensuração e reconhecimento de perdas de crédito esperadas

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.

4.3.2. Passivos Financeiros**a) Reconhecimento e mensuração inicial**

Um passivo financeiro é reconhecido quando a entidade se tornar parte das disposições contratuais do instrumento e inicialmente mensurado a valor justo. Caso não seja classificado como mensurado ao valor justo por meio do resultado, os custos de transação que sejam diretamente atribuíveis a sua aquisição ou emissão reduzem ou aumentam esse valor.

b) Classificação e mensuração subsequente

Passivos financeiros são classificados como mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, exceto em determinadas circunstâncias, que incluem determinados passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado.

Financiamentos são mensurados ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos.

Quando passivos financeiros mensurados a custo amortizado tem seus termos contratuais 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.

Instrumentos financeiros derivativos são mensurados subsequentemente ao valor justo por meio do resultado, exceto quando o derivativo é qualificado e designado para contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*).

4.3.3. Contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa

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 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*. A relação de proteção atende a todos os seguintes requisitos de efetividade de *hedge* quando:

- existe relação econômica entre o item protegido e o instrumento de *hedge*;
- o efeito de risco de crédito não influencia as alterações no valor que resultam dessa relação econômica; e
- o índice de *hedge* da relação de proteção é o mesmo que aquele resultante da quantidade do item protegido que a entidade efetivamente protege e a quantidade do instrumento de *hedge* que a entidade efetivamente utiliza para proteger essa quantidade de item protegido.

A companhia aplica a contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa para determinadas transações. As relações de *hedge* de fluxos de caixa se referem a *hedge* de exposição à variabilidade nos fluxos de caixa atribuível a risco específico associado à totalidade de ativo ou passivo reconhecido, ou a um componente dele, ou a transação prevista altamente provável e que possa afetar o resultado.

Em tais *hedges*, a parcela eficaz dos ganhos e perdas 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. A parcela não eficaz é registrada no resultado financeiro do período.

Quando um instrumento de *hedge* vence ou é liquidado antecipadamente ou quando a relação de proteção (ou parte da relação de proteção) deixar de atender aos critérios de qualificação para contabilidade de *hedge*, o valor acumulado no patrimônio líquido: i) permanece na reserva de *hedge* de fluxo de caixa até que ocorram os fluxos de caixa futuros se ainda se espera que ocorram os fluxos de caixa futuros protegidos, ou, ii) se não se espera mais que ocorram fluxos de caixa futuros protegidos, esse valor é imediatamente reclassificado do patrimônio líquido 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*.

4.4. Estoques

Os estoques são mensurados pelo seu custo médio ponderado de aquisição ou de produção e compreendem, principalmente, petróleo bruto, intermediários e derivados de petróleo, assim como gás natural, gás natural liquefeito (GNL), fertilizantes e biocombustíveis, 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

4.5. 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. A definição de controle é apresentada na nota explicativa 4.1.

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. Para aplicação de tal método são efetuados ajustes para adequar as demonstrações financeiras de tais investidas às práticas contábeis da Petrobras. As distribuições recebidas dessas investidas reduzem o valor contábil do investimento.

4.6. 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.

4.7. 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 5.1, 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.

4.8. Imobilizado

Está demonstrado pelo custo de aquisição ou custo de construção, que compreende 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. 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, revisadas anualmente e demonstradas na nota explicativa 12, são: (i) aqueles vinculados diretamente à produção de óleo e gás, cuja vida útil é inferior à vida útil do campo (tempo de exaustão da reserva); (ii) as plataformas móveis; e (iii) os demais bens não relacionados diretamente à produção de petróleo e gás. Os terrenos não são depreciados.

4.9. Intangível

Está demonstrado pelo custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*). É composto 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, sendo os demais intangíveis de vida útil definida, 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 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.

4.10. Redução ao valor recuperável de ativos imobilizados e intangível – *Impairment*

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, entradas essas que são em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos (Unidade Geradora de Caixa – UGC). A nota explicativa 5.3 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, ou quando há indicação de que o valor contábil possa não ser recuperável.

Na aplicação do teste de redução ao valor recuperável de ativos, o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa é comparado com o seu valor recuperável. O valor recuperável é o maior valor entre o valor em uso de um ativo e seu valor justo líquido de despesa de venda. 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 de Negócios e Gestão e 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.

A reversão de perdas reconhecidas anteriormente é permitida, exceto com relação à redução no valor do ágio (*goodwill*).

4.11. Redução ao valor recuperável de investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto – Impairment

A companhia avalia os investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto quando há indicativos de não recuperação do valor contábil.

Na aplicação do teste de redução ao valor recuperável, 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.

A reversão de perdas por redução ao valor recuperável é permitida.

4.12. Arrendamentos mercantis

Os arrendamentos mercantis que transferem substancialmente todos os riscos e benefícios sobre o ativo objeto do arrendamento são classificados como arrendamentos mercantis financeiros.

Para os arrendamentos mercantis financeiros em que a companhia é a arrendatária, ativos e passivos são reconhecidos pelo valor justo do item arrendado, ou se inferior, ao valor presente dos pagamentos mínimos do arrendamento mercantil, ambos determinados no início do arrendamento.

Ativos arrendados capitalizados são depreciados na mesma base utilizada pela companhia nos ativos que possui propriedade. Quando não há uma certeza razoável que a companhia irá obter a propriedade do bem ao final do contrato, os ativos arrendados são depreciados pelo menor prazo entre a vida útil estimada do ativo e o prazo do contrato.

Para os arrendamentos mercantis financeiros em que a companhia é arrendadora do bem, constitui-se um contas a receber por valor igual ao investimento líquido no arrendamento mercantil.

Os arrendamentos mercantis nos quais uma parte significativa dos riscos e benefícios de propriedade permanecem com o arrendador são classificados como operacionais. Nos casos em que a companhia é arrendatária, os pagamentos são reconhecidos como despesa no resultado durante o prazo do contrato.

Pagamentos contingentes são reconhecidos como despesas quando incorridos.

As operações de arrendamento mercantil têm como base normativa, a partir de 1º de janeiro de 2019, o IFRS 16- Arrendamento Mercantil (vide nota explicativa 6.1).

4.13. Ativos classificados como mantidos para venda

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.

4.14. Desmantelamento de áreas

Representam os custos futuros estimados referentes à obrigação legal de recuperar o meio ambiente e desmobilizar e desativar as unidades produtivas, em função da exaustão da área explorada ou da suspensão permanente das atividades na área por razões econômicas.

Desde que exista obrigação legal e seu valor possa ser estimado em bases confiáveis, os custos com dismantelamento de áreas são reconhecidos no ativo imobilizado pelo seu valor presente, obtido por meio da aplicação de taxa de desconto que reflete as atuais avaliações de mercado quanto ao valor do dinheiro no tempo e os riscos específicos para o passivo, tendo como contrapartida o registro de uma provisão no passivo da companhia.

Os juros incorridos pela atualização da provisão são classificados como despesas financeiras. As estimativas de gastos com dismantelamento de área são revisadas, no mínimo, anualmente.

4.15. Provisões, ativos e passivos contingentes

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.

Os ativos e passivos contingentes não são reconhecidos. Passivos contingentes são objeto de divulgação em notas explicativas quando a probabilidade de saída de recursos for possível, inclusive aqueles cujos valores não possam ser estimados. Já os ativos contingentes 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.

4.16. Imposto de renda e contribuição social

As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício compreendem os impostos correntes e diferidos e são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido.

Imposto de renda e contribuição social correntes

O imposto de renda e a 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.

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.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

O imposto de renda e a 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.

4.17. Benefícios concedidos a empregados (pós-emprego)

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 incorridas.

4.18. Capital social e remuneração aos acionistas

O capital social está representado por ações ordinárias e preferenciais. Os gastos incrementais diretamente atribuíveis à emissão de ações são apresentados como dedução do patrimônio líquido, como transações de capital, líquido de efeitos tributários.

Quando proposta pela companhia, a remuneração aos acionistas se dá sob a forma de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio com base nos limites definidos em lei e no estatuto social da companhia.

O benefício fiscal dos juros sobre capital próprio é reconhecido no resultado do exercício.

4.19. Outros resultados abrangentes

São classificados como outros resultados abrangentes, os ajustes decorrentes de: i) ativos financeiros classificados como subsequentemente mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes, ii) parcelas eficazes de ganhos ou perdas de instrumentos de *hedge* em *hedges* de fluxo de caixa, iii) remensurações em planos de benefício definido e, iv) ajustes acumulados de conversão.

4.20. Subvenções e assistências governamentais

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.

4.21. Reconhecimento de receita de contrato com clientes

Os principais contratos com clientes da companhia envolvem exportação de petróleo e venda de derivados, gás natural, biocombustíveis e energia elétrica no mercado interno. 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.

5. 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 em outros fatores considerados relevantes, revisadas periodicamente pela Administração e cujos resultados reais podem diferir dos valores estimados.

A seguir são apresentadas informações apenas 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.

5.1. 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, sendo que no critério ANP/SPE utiliza-se os preços de projeção da empresa, enquanto que para o critério SEC deve ser considerado o preço médio do primeiro dia útil dos últimos 12 meses; e a permissão da ANP de considerar volumes além do prazo de concessão, para o critério ANP/SPE. No critério SEC, são estimadas apenas as reservas provadas, 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 nas notas explicativas 4.8 e 12.

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, independentemente de haver indicativos de perda de valor.

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 de Negócio e Gestão (PNG) e no Plano Estratégico (PE), que derivam das estimativas das reservas provadas e prováveis. Revisões de tais reservas podem impactar as expectativas em relação às exportações futuras e, consequentemente, as designações de relações de *hedge*. Por exemplo, uma designação de relação de *hedge* deve ser revogada se as exportações futuras que serviram de base para tal designação deixaram de ser consideradas altamente prováveis. Nesse caso, o ganho ou perda acumulado no patrimônio líquido em função dessa relação de *hedge* deve ser reclassificado para o resultado quando a exportação futura ocorrer. Quando não se espera mais que a exportação futura venha a ocorrer, o ganho ou a perda acumulado no patrimônio é imediatamente transferido para o resultado do período.

5.2. 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 de negócios e gestão para os primeiros cinco anos, e são consistentes com o plano estratégico para os anos subsequentes. 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, consequentemente, 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 14.1.1.

5.3. 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 Exploração e Produção:
 - 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. Durante o exercício de 2018 foram estabelecidos as seguintes alterações: (i) Polo Barracuda-Caratinga (formado pelos campos de Barracuda e de Caratinga, os quais passaram a ser interdependentes em função da redeterminação ocorrida no reservatório de Macabu); (ii) Polo Sapinhoá (decorrente da declaração de comercialidade dos campos Nordeste, Noroeste e Sudoeste de Sapinhoá, os quais mantêm interdependência com o campo de Sapinhoá); (iii) Polo Tartaruga Verde (formado pelos campos de Espadarte, Tartaruga Verde e Sudoeste de Tartaruga Verde, em função da interdependência existente proporcionada pelo compartilhamento de reservatório e infraestrutura relevante); (iv) Polo Norte (foram excluídos da UGC e tratados como UGCs isoladas os campos Carapeba, Vermelho, Pargo e Garoupinha, sendo os três primeiros pela aprovação da venda e o último pelo término da produção); e, (v) Polo Canto do Amaro (o campo de Pajeú foi excluído pela aprovação da venda). Assim, em 31 de dezembro de 2018, as UGCs do segmento de Exploração e Produção somavam 138 campos e 43 polos (contemplando 184 campos).

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

- b) UGCs do segmento de Refino, Transporte e Comercialização (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. Em 2014, a companhia optou por postergar este projeto por um extenso período de tempo;
 - iii. UGC 2º trem de refino RNEST: ativos em construção do segundo trem de refino da Refinaria Abreu e Lima e da infraestrutura associada. Em 2014, a companhia optou por postergar este projeto por um extenso período de tempo;
 - 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), retirados em 2017 da UGC Transporte, em função da postergação do projeto por um extenso período de tempo;
 - 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). Desde 2017, em função do posicionamento estratégico definido no Plano de Negócios e Gestão de sair do segmento de fertilizantes e nitrogenados, todas as fábricas foram retiradas da UGC e passaram a ter suas recuperabilidades testadas isoladamente. Durante o exercício de 2018, a Administração excluiu da UGC os ativos relativos ao GASFOR II em função da postergação do projeto por um extenso período de tempo, os quais passam a ser avaliados individualmente;
 - ii. UGC Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN III): planta de Fertilizantes Nitrogenados III, cuja construção encontra-se paralisada e a data de entrada em operação postergada desde 2014;
 - 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) UGC do segmento de Distribuição: conjunto de ativos de distribuição, relacionados, principalmente, às atividades operacionais da Petrobras Distribuidora S.A.
- e) UGC do segmento 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: ativos da Usina de Biodiesel Quixadá-CE. Em setembro de 2016, foi excluída da UGC Biodiesel em função da decisão pelo encerramento de suas operações.

Os investimentos em coligada e em empreendimentos controlados em conjunto, incluindo o ágio por rentabilidade futura (*goodwill*), são testados individualmente para fins de avaliação da sua recuperabilidade.

Outras informações sobre redução ao valor recuperável de ativos são apresentadas nas notas explicativas 4.10 e 14.

5.4. 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;
- 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 23.

5.5. Estimativas relacionadas a processos judiciais e contingências

A companhia é parte em arbitragens, processos judiciais e administrativos envolvendo questões cíveis, fiscais, trabalhistas e ambientais decorrente 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, 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 31.

5.6. 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.

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 nas notas explicativas 4.14 e 20.

5.7. 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 de Negócios e Gestão (PNG) 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 diferidos estão apresentados na nota explicativa 21.6.

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

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no Plano de Negócio e Gestão (PNG) e Plano Estratégico (PE) correntes, representando uma parcela dos valores projetados para a receita de exportação em médio e longo prazos. O valor considerado 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, e utilizando-se como teto um percentual 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 PNG e do 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 34.2.

5.9. Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente

Como descrito na nota explicativa 3, 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 Petrobras admite o grau de incerteza envolvido na referida metodologia de estimativa e continua acompanhando os resultados das investigações em andamento e a disponibilização de outras informações relativas ao esquema de pagamentos indevidos. Se porventura informação confiável se tornar disponível e que indique com suficiente precisão que as estimativas que a companhia utilizou deveriam ser ajustadas, a companhia avaliará sua materialidade para adequado reconhecimento.

Entretanto, como já discutido, a companhia acredita que utilizou a metodologia mais apropriada para determinar os valores dos pagamentos indevidos capitalizados e não há evidência que indique a possibilidade de uma mudança material nos montantes baixados.

5.10. 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. A companhia utiliza julgamento em tais premissas e na seleção dos inputs para cálculo da perdas de crédito esperadas.

6. Novos pronunciamentos contábeis

As principais normas emitidas pelo IASB que ainda não entraram em vigor e não tiveram sua adoção antecipada pela companhia até 31 de dezembro de 2018 são as seguintes:

6.1. International Accounting Standards Board (IASB)

6.1.1. IFRS 16 - "Arrendamento Mercantil"

Em 13 de janeiro de 2016, o IASB emitiu o IFRS 16 - Leases (IFRS 16), que passou a vigorar a partir de exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019, em substituição aos seguintes pronunciamentos e interpretações: IAS 17 - Leases; IFRIC 4 - Determining whether an Arrangement contains a Lease; SIC-15 - Operating Leases - Incentives; e SIC-27 - Evaluating the Substance of Transactions Involving the Legal Form of a Lease. O IFRS 16 contém princípios para a identificação, o reconhecimento, a mensuração, a apresentação e a divulgação de arrendamentos mercantis, tanto por parte de arrendatários como de arrendadores.

Práticas contábeis

Dentre as mudanças para arrendatários, o IFRS 16 eliminou a classificação entre arrendamentos mercantis financeiros e operacionais, passando a existir um único modelo no qual todos os arrendamentos mercantis resultam no reconhecimento de ativos referentes aos direitos de uso dos ativos arrendados e um passivo de arrendamento.

Com a adoção do IFRS 16, a companhia deixa de reconhecer custos e despesas operacionais oriundas de contratos de arrendamento mercantis operacionais e passa 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 mercantil.

As variações cambiais oriundas do saldo de passivos de arrendamento denominados em dólares norte-americanos podem ser objeto de designação em função das relações de *hedge* entre as variações cambiais de "exportações futuras altamente prováveis" (item protegido) e as variações cambiais de proporções de certas obrigações nessa moeda.

A companhia adotará a isenção no reconhecimento de arrendamentos de curto prazo (prazo de 12 meses ou menos), sendo os pagamentos de arrendamento associados a esses contratos reconhecidos como despesa do exercício ao longo do prazo do contrato.

Transição

Conforme previsto nas disposições transitórias do IFRS 16, para fins de adoção inicial a companhia adotará o método de abordagem de efeito cumulativo, não rerepresentando suas demonstrações financeiras de períodos anteriores, bem como aplicará os seguintes expedientes:

- Aplicará o pronunciamento aos contratos que foram anteriormente identificados como arrendamento conforme nota explicativa 18 de pagamentos mínimos de arrendamento mercantil operacional;
- O passivo de arrendamento será mensurado pelo valor presente dos pagamentos de arrendamentos remanescentes, líquidos de impostos recuperáveis, quando aplicável, descontados utilizando a taxa incremental sobre empréstimo da companhia na data da aplicação inicial;

- O ativo de direito de uso será 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 serão considerados os custos diretos iniciais da mensuração do direito de uso na data da aplicação inicial.

Estimativas e julgamentos relevantes

Considerando que a companhia adotará o método de abordagem de efeito cumulativo, os passivos de arrendamento serão mensurados ao valor presente dos pagamentos de arrendamento remanescentes, utilizando como taxas de desconto, taxas incrementais sobre empréstimos da companhia na data de adoção inicial, determinadas principalmente pelas taxas de captação corporativa (obtidas pelos rendimentos - *yields*- dos *Bonds* emitidos pela companhia), ajustadas por prazo, moeda, ambiente econômico do país de operação da arrendatária e efeitos de garantias similares.

Atualmente, o intervalo das taxas incrementais aplicável à maioria dos arrendamentos é de 2,47% a 7,00%.

Apresentação

Os ativos de direito de uso serão apresentados no Ativo Imobilizado, representando principalmente os seguintes ativos subjacentes: arrendamentos de 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. Os passivos de arrendamento serão apresentados em conjunto com os financiamentos.

Nesse sentido, espera-se que as mudanças trazidas pelo IFRS 16 quanto ao reconhecimento, mensuração e apresentação de arrendamentos mercantis ocasionarão, em sua adoção inicial, aumento de aproximadamente R\$ 110 bilhões nos saldos de Ativo Imobilizado e Financiamentos e em virtude da mensuração dos ativos de direito de uso ser equivalente ao passivo de arrendamento, tais mudanças não impactarão o Patrimônio líquido da companhia em 1º de janeiro de 2019. Com relação à meta de alavancagem descrita na nota explicativa 34.4, o índice de endividamento líquido/EBITDA ajustado estaria acrescido em aproximadamente 0,5x.

Na demonstração dos fluxos de caixa, os pagamentos de arrendamentos que atualmente são apresentados como fluxos de caixa das atividades operacionais serão apresentados como fluxos de caixa de financiamento, representando os pagamentos de principal e juros dos passivos de arrendamento. Contudo, essa alteração não gerará impactos na posição líquida do Fluxo de Caixa da companhia.

Outras questões relevantes

Os efeitos trazidos pelo IFRS 16 serão considerados prospectivamente na métrica financeira Dívida líquida/Ebitda ajustado e os impactos oriundos dessa norma sobre esse indicador serão apresentados para fins comparativos. Adicionalmente, a adoção desse pronunciamento não irá ocasionar alterações nas práticas de negócio da companhia e não houve a necessidade renegociação de cláusulas restritivas (*covenants*) existentes nos contratos de financiamentos, pois o aumento do passivo não alterou os índices requeridos em cláusulas restritivas.

6.1.2. IFRIC 23- Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

A partir de 1º de janeiro de 2019, entrou em vigor a interpretação técnica IFRIC *Interpretation 23 - Uncertainty over Income Tax Treatments* (IFRIC 23).

O IFRIC 23 esclarece como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração no IAS 12 quando há incerteza sobre os tratamentos de tributos sobre o lucro.

Quando há incerteza sobre tratamentos de tributos sobre o lucro, esta Interpretação trata:

- Se a entidade deve considerar tratamentos fiscais incertos separadamente;

- As premissas que a entidade deve elaborar sobre o exame de tratamentos fiscais por autoridades fiscais;
- Como a entidade deve determinar lucro tributável (prejuízo fiscal), base fiscal, prejuízos fiscais não utilizados, créditos fiscais não utilizados e alíquotas fiscais; e
- Como a entidade deve considerar mudanças em fatos e circunstâncias.

Conforme previsto nas disposições transitórias do IFRIC 23, a companhia aplicará os requerimentos retrospectivamente, com o efeito cumulativo da adoção reconhecida na data da aplicação inicial como ajuste ao saldo de abertura de lucros acumulados. A companhia não identificou impactos materiais na aplicação desta interpretação.

6.2. Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC)

O CPC emite pronunciamentos e interpretações tidos como análogos às IFRS, tal como emitidas pelo IASB. A seguir são apresentados os principais pronunciamentos e interpretações emitidos pelo CPC que ainda não entraram em vigor e não tiveram sua adoção antecipada pela companhia até 31 de dezembro de 2018, bem como os IFRS equivalentes:

Pronunciamento ou interpretação do CPC	IFRS equivalente	Data de vigência
ICPC 22 - Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro	IFRIC 23 - Uncertainty over Income Tax Treatments	1º de janeiro de 2019
CPC 06 (R2) - Operações de Arrendamento Mercantil	IFRS 16 - Leases	1º de janeiro de 2019

As disposições transitórias e os efeitos esperados de adoção inicial referente a cada pronunciamento ou interpretação do CPC listado acima são os mesmos que foram apresentados para o respectivo IFRS no item 6.1.

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

7.1. Caixa e bancos

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

	31.12.2018	Consolidado 31.12.2017	31.12.2018	Controladora 31.12.2017
Caixa e bancos	3.344	5.193	102	8
Aplicações financeiras de curto prazo				
- No País				
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	7.266	3.889	2.197	1.050
Outros fundos de investimentos	45	57	17	10
	7.311	3.946	2.214	1.060
- No exterior				
Time deposits	14.812	20.632	1.756	-
Auto Invest e contas remuneradas	25.992	37.337	2.262	237
Outras aplicações financeiras	2.395	7.386	-	-
	43.199	65.355	4.018	237
Total das aplicações financeiras de curto prazo	50.510	69.301	6.232	1.297
Total de caixa e equivalentes de caixa	53.854	74.494	6.334	1.305

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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

As principais aplicações de caixa no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 foram para cumprimento do serviço da dívida, incluindo pré-pagamentos, no total de R\$ 141.483, além dos investimentos nos segmentos de negócio no montante de R\$ 43.987. Essas aplicações foram substancialmente proporcionadas por uma geração de caixa operacional de R\$ 95.846, captações de R\$ 38.023, recebimentos pela venda de ativos e de participações de R\$ 20.218 e pelo efeito cambial sobre os saldos de caixa e equivalente de caixa de R\$ 8.342.

7.2. Títulos e valores mobiliários

	31.12.2018				Consolidado		Controladora
	País	Total	País	Exterior	01.01.2018	31.12.2018	01.01.2018
					Total	Total	Total
Valor justo por meio do resultado	4.198	4.198	4.222	-	4.222	3.974	3.531
Valor justo por meio de outros resultados abrangentes	30	30	42	2.015	2.057	30	42
Custo amortizado	175	175	169	-	169	172	162
Total	4.403	4.403	4.433	2.015	6.448	4.176	3.735
Circulante	4.198	4.198	4.222	2.015	6.237	3.974	3.531
Não circulante	205	205	211	-	211	202	204

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.

Os saldos em 1 de janeiro de 2018 estão reclassificados em função do IFRS 9, conforme nota explicativa 2.3.1.

8. Contas a receber

8.1. Contas a receber, líquidas

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Recebíveis de contratos com clientes				
Terceiros	25.629	23.138	9.208	9.898
Partes relacionadas				
Investidas (nota explicativa 19.7)	2.641	1.752	17.364	14.874
Recebíveis do setor elétrico (nota explicativa 8.4) ^(*)	17.051	17.362	15.092	13.467
Subtotal	45.321	42.252	41.664	38.239
Outros contas a receber				
Terceiros				
Recebíveis por desinvestimento ^(**)	5.020	2.885	5.020	2.885
Arrendamento mercantil financeiro	2.011	1.818	-	-
Outras	5.134	5.449	3.141	2.109
Partes relacionadas				
Subvenção de Diesel (nota explicativa 19.7)	1.550	-	1.550	-
Aplicações no Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios - FIDC-NP (nota explicativa 19.4)	-	-	9.845	14.222
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal (nota explicativa 19.7)	1.191	829	1.191	829
Subtotal	14.906	10.981	20.747	20.045
Total do contas a receber	60.227	53.233	62.411	58.284
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Terceiros	(13.137)	(12.194)	(4.106)	(4.464)
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Partes Relacionadas	(3.545)	(7.473)	(3.435)	(4.370)
Total do contas a receber, líquidas	43.545	33.566	54.870	49.450
Circulante	22.264	16.446	36.731	34.239
Não circulante	21.281	17.120	18.139	15.211

^(*) Inclui o valor de R\$ 770 em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 771 em 31 de dezembro de 2017) referente a arrendamento mercantil financeiro a receber com empresa AME.

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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

As contas a receber que eram classificadas de acordo com o CPC 38 (IAS 39) na categoria empréstimos e recebíveis, após a adoção do CPC 48 (IFRS 9), encontram-se classificados na categoria custo amortizado, exceto para 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 2018 totalizou R\$ 306, conforme nota explicativa 2.3.1.

8.2. Aging do Contas a receber - Terceiros

	31.12.2018		Consolidado 31.12.2017		31.12.2018		Controladora 31.12.2017	
	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE	Contas a receber	PCE
A vencer	22.718	(1.394)	19.053	(906)	10.899	(222)	8.640	(2)
Vencidos:								
Até 3 meses	1.876	(211)	1.972	(241)	1.592	(149)	1.465	(141)
De 3 a 6 meses	135	(47)	171	(120)	83	(30)	101	(99)
De 6 a 12 meses	186	(78)	275	(156)	32	(22)	146	(146)
Acima de 12 meses	12.879	(11.407)	11.819	(10.771)	4.763	(3.683)	4.540	(4.076)
Total	37.794	(13.137)	33.290	(12.194)	17.369	(4.106)	14.892	(4.464)

8.3. Movimentação das perdas de crédito esperadas – PCE

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Saldo inicial	19.667	17.682	8.834	7.676
Adoção inicial IFRS 9	405	-	64	-
Adições	322	2.269	288	1.305
Baixas	(4.540)	(349)	(1.645)	(147)
Transferência de ativos mantidos para venda	21	-	-	-
Ajuste Acumulado de Conversão	807	65	-	-
Saldo final	16.682	19.667	7.541	8.834
Circulante	6.645	6.842	4.032	4.632
Não circulante	10.037	12.825	3.509	4.202

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

Em 2017, além das perdas de créditos esperadas referentes ao setor elétrico no montante de R\$ 681, inclui perda de R\$ 894 resultante da rescisão do contrato de arrendamento financeiro ("CLC") do navio sonda Vitória 10.000, cuja posse do navio sonda foi restabelecida no terceiro trimestre de 2017.

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

Setor Elétrico (Sistema Isolado de Energia)	Consolidado				
	Recebíveis fora do escopo dos CCDs	CCD 2014	CCD 2018	Arrendamento mercantil	Total
Contas a Receber	7.878	10.277	-	771	18.938
PCE	(7.235)	(1.097)	-	-	(8.344)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	643	9.180	-	771	10.594
Faturamentos	4.460	-	-	-	4.460
Recebimento	(2.746)	(1.387)	(2.045)	(140)	(6.327)
Juros	133	595	82	144	954
Desreconhecimento de recebíveis	(4.501)	-	-	(5)	(4.506)
Acordos assinados em 2018		434	4.825	-	5.259
(Constituição) reversão de PCE	(1.846)	1.077	(3)	-	(763)
Baixa de PCE	4.501	-	-	-	4.501
Saldo em 31 de dezembro de 2018	644	9.899	2.859	770	14.172
Contas a Receber	5.224	9.919	2.862	770	18.778
PCE	(4.580)	(20)	(3)	-	(4.606)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	644	9.899	2.859	770	14.172

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

	Contas a Receber	PCE	Total
Partes Relacionadas			
Amazonas Energia - AME	14.517	(3.536)	10.981
Eletrobras	2.534	(6)	2.528
	17.051	(3.542)	13.509
Terceiros			
Cia de Gás do Amazonas - CIGÁS	603	(9)	594
Cia de Eletricidade do Amapá - CEA	884	(884)	-
Outros	240	(171)	69
	1.727	(1.064)	663
Saldo em 31 de dezembro de 2018	18.778	(4.606)	14.172
Saldo em 31 de dezembro de 2017	18.938	(8.344)	10.594

A companhia fornece óleo combustível e gás natural, entre outros produtos, para as concessionárias de distribuição de energia controladas pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras e produtores independentes de energia (PIE) integrantes do Sistema Isolado de Energia localizado na região norte do país. O Sistema Isolado corresponde ao sistema de produção e transmissão de energia elétrica não totalmente conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Por conta de diversos fatores operacionais, regulatórios e administrativos fora do controle dessas empresas, o custo do Sistema Isolado é reembolsado em sua maior parte pela CCC (Conta de Consumo de Combustíveis), um fundo setorial regulado e fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A CCC tem como fonte de recursos as tarifas pagas por todas as concessionárias de distribuição e de transmissão de energia elétrica no contexto da CDE (Conta de Desenvolvimento Energético), um fundo destinado à promoção do desenvolvimento energético em todo o território nacional. No entanto, questões regulatórias e administrativas da CCC e CDE causaram reduções nos reembolsos da CCC e, a partir do ano de 2013, a inadimplência aumentou consideravelmente, impactando diretamente os pagamentos à companhia pelo fornecimento de combustíveis às concessionárias do grupo Eletrobras pela Petrobras.

A fim de regularizar essa situação, em 31 de dezembro de 2014, foram celebrados contratos de confissão de dívida (CCDs 2014) pela Petrobras e pela Petrobras Distribuidora S.A (BR) com as subsidiárias da Eletrobras, abrangendo débitos vencidos até 30 de novembro de 2014 para liquidação em 120 parcelas mensais e sucessivas atualizadas pela SELIC, sendo que 89% da dívida possuíam garantia por Penhor de créditos oriundos da CDE. O Sistema Eletrobras vem cumprindo com os pagamentos dos CCDs 2014, mesmo que com atrasos intermitentes, e seus saldos em 31 de dezembro de 2017 totalizavam R\$ 10.277.

A companhia adotou diversas medidas visando à proteção de seus direitos, incluindo ações de cobrança perante o Poder Judiciário para receber a totalidade dos créditos inadimplidos após a assinatura dos CCDs 2014, bem como suspensão de fornecimentos de óleo a prazo. Contudo, em 31 de dezembro de 2017, o total de R\$ 8.344 do saldo de recebíveis relativos ao setor elétrico se encontravam com provisão para perdas de créditos, principalmente em função do histórico de inadimplências de empresas integrantes dos sistemas isolados para as vendas fora do escopo dos CCDs 2014.

No final de 2017, essas mesmas distribuidoras foram incluídas no Programa de Parcerias de Investimentos – PPI, programa criado pelo governo federal que prevê novos investimentos em projetos de infraestrutura e de desestatização, e com o processo de privatização das concessionárias de distribuição do grupo Eletrobras, foram realizadas novas negociações visando à composição de um acordo para equacionar as disputas judiciais e mitigar novas inadimplências.

Desta forma, a Petrobras e a Petrobras Distribuidora celebraram com a Eletrobras e suas concessionárias de distribuição de energia, em 30 de abril de 2018, instrumentos contratuais para recomposição das garantias e indexações previstas nos CCDs 2014 e novos CCDs (CCDs 2018) abrangendo parte dos recebíveis cobrados judicialmente. Adicionalmente, as partes também celebraram Instrumentos de Assunção de Dívidas, onde uma significativa parcela da dívida seria assumida pela Eletrobras em caso de privatização das distribuidoras.

Diante da melhora no risco de crédito da Eletrobras, o acordo também tratou da substituição das garantias anteriores nos CCDs 2014 por garantia corporativa direta da Eletrobras (54%), além de garantias lastreadas a créditos junto ao Tesouro Nacional (34%) e novos penhores de créditos da CDE (12%). No entanto, a efetivação da garantia lastreada em créditos detidos pelas distribuidoras junto ao Tesouro Nacional, que era prevista até 30 de junho de 2018, não foi possível em função da Medida Provisória 814/17 ter perdido sua eficácia em 1 de junho de 2018 e da não aprovação pelo Senado Federal, em outubro de 2018, do projeto de Lei 10.332/18 que reestabeleceria as condições para constituição do crédito em questão.

Os CCDs 2018 abrangeram recebíveis sob disputas judiciais oriundos de fornecimentos de óleo combustível e gás natural vencidos a partir de dezembro de 2014. Esses contratos incluem os valores de R\$ 1.600 e R\$ 4.500, referentes à Petrobras e à Petrobras Distribuidora, respectivamente, totalizando R\$ 6.100, prevendo a liquidação financeira em 36 parcelas mensais e sucessivas, atualizadas por 124,75% do CDI. Entretanto, o reconhecimento e mensuração destes valores, levaram em consideração as condições associadas as garantias obtidas, que no caso da Petrobras Distribuidora dependem substancialmente da privatização das distribuidoras enquanto que na Petrobras contam com garantia corporativa da Eletrobras mesmo que a privatização não ocorra.

Em 3 de dezembro de 2018, a Petrobras celebrou instrumentos contratuais com a Amazonas Distribuidora, a Eletrobras e a Amazonas Geração e Transmissão que contemplaram:

- substituição de garantias lastreadas a créditos junto ao Tesouro Nacional por recebíveis e fianças corporativas da Eletrobras;
- renegociação de contratos de forma a dar condição para privatização das distribuidoras;
- repactuação de dívidas vencidas e não liquidadas até a data de 31 de outubro de 2018 com um novo parcelamento no montante de R\$ 571 que será liquidado nas mesmas condições aplicadas ao CCD 2018; e
- implementação de conta vinculada “*escrow account*” para garantir o pagamento para fornecimentos futuros de gás.

Como resultado dos acordos assinados em 2018 e com a conclusão do processo de privatização das distribuidoras da Eletrobras (Ceron, Boa Vista Energia e Eletroacre), a companhia reconheceu um ganho de R\$ 5.259 no resultado financeiro, principalmente em função dos recebíveis no contexto dos CCDs 2018, que em grande parte estavam sob disputas judiciais e com provisões, os quais foram reconhecidos pelos seus valores justos considerando as modificações substanciais em seus termos contratuais.

Adicionalmente, a companhia reconheceu em 2018 R\$ 763 (R\$ 681 em 2017) como perda de crédito esperada, refletindo principalmente as perdas em recebíveis fora do escopo dos CCDs (R\$ 1.846) em grande parte oriunda do fornecimento corrente de gás que ainda permanece em cobrança, parcialmente compensada pela recomposição das garantias no escopo dos CCDs 2014 e assunção de dívidas pela Eletrobras após a privatização de suas distribuidoras (R\$ 1.077).

A companhia permanece acompanhando o processo de privatização da Amazonas Energia que está condicionado ao cumprimento de condições precedentes dentre as quais destacam-se a efetivação da transferência de controle, a necessidade de capitalização da Amazonas Energia e a exigência de oferta de garantias. De acordo com o estágio atual desse processo, a avaliação de risco de crédito para tais recebíveis não foi alterada significativamente e a companhia não realizou qualquer reconhecimento decorrente desta operação na data base de 31 de dezembro de 2018.

9. Estoques

	31.12.2018	Consolidado 31.12.2017	31.12.2018	Controladora 31.12.2017
Petróleo	16.081	12.065	13.160	10.197
Derivados de petróleo	10.686	9.309	9.528	7.347
Intermediários	2.364	2.027	2.364	2.027
Gás Natural e GNL ^(*)	474	222	399	66
Biocombustíveis	582	572	80	64
Fertilizantes	300	83	193	80
Total de produtos	30.487	24.278	25.724	19.781
Materiais, suprimentos e outros	4.335	3.803	3.583	3.384
Total	34.822	28.081	29.307	23.165

^(*) 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 2018, houve constituição de perdas de R\$ 1.595 (R\$ 211, no exercício findo em 31 de dezembro de 2017).

Em 31 de dezembro de 2018, 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\$ 17.421 (R\$ 13.454 em 31 de dezembro de 2017), conforme nota explicativa 23.

10. 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 2018 as parcerias e desinvestimentos resultaram no montante de US\$ 6 bilhões de entrada de caixa, permitindo, em conjunto com as demais iniciativas listadas no Plano de Negócios e Gestão (PNG), alcançar um indicador financeiro (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado) de 2,34 em dezembro de 2018 (meta de 2,5 para dezembro de 2018).

Em 3 de outubro de 2018, o Juízo da 1ª Vara Federal da Seção Judiciária de Sergipe, por meio de decisão liminar nos autos do processo referente à Ação Popular, determinou à Petrobras e à ANP que suspendessem a venda dos campos petrolíferos situados na Bahia – Polos Buracica e Miranga e instalações integradas aos polos, acolhendo a alegação dos autores de suposta realização do processo de alienação sem o devido procedimento licitatório, o que redundaria em prejuízo iminente ao patrimônio público. Em 24 de outubro de 2018, Tribunal Regional Federal da 5ª Região indeferiu o pedido de suspensão dos efeitos da decisão liminar apresentado anteriormente pela União, razão pela qual a Petrobras está impedida, nesse momento, de prosseguir com os processos de alienação destes ativos.

Adicionalmente, em 19 de dezembro de 2018 foi proferida decisão liminar em ação declaratória de inconstitucionalidade (ADI nº 5942) proposta perante o Supremo Tribunal Federal; porém, a companhia entende que essa decisão não afeta seus processos de desinvestimento que envolvem cessão de direitos em Exploração & Produção (E&P) iniciados antes de maio de 2018, conforme expresso na Lei 13.303/2016.

Em 11 de janeiro de 2019, esta liminar foi suspensa pelo Presidente do Supremo Tribunal Federal, até o seu julgamento pelo plenário. Dessa forma, a companhia retomará a publicação de eventuais oportunidades relacionadas a novos projetos de desinvestimentos de E&P, seguindo o curso normal de seus negócios.

Em 17 de janeiro de 2019, a Petrobras anunciou a retomada dos processos competitivos para as alienações de 90% da participação na Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG") e de 100% da Araucária Nitrogenados S.A. ("ANSA") e para a formação de Parcerias em Refino.

No caso do desinvestimento da TAG, cujo processo competitivo estava também suspenso por decisão da 4ª Turma do Tribunal Regional Federal da 5ª Região, foi levada em consideração a decisão do Superior Tribunal de Justiça no dia 15 de janeiro de 2019, que acatou pedido formulado pela União de reversão da decisão.

Além disso, foi também levado em consideração parecer da Advocacia Geral da União ("AGU"), o qual conclui que a Petrobras atende aos requisitos colocados no âmbito da análise feita pelo STF na ADI 5624 MC/DF, já que detém autorização legislativa para alienar suas subsidiárias e obedece aos princípios constitucionais ao desinvestir segundo o procedimento do Decreto 9.188/2017, que regulamenta alguns dispositivos da Lei das Estatais (Lei 13.303/2016) e estabelece as regras de governança, transparência e boas práticas de mercado para a adoção de regime especial de desinvestimento de ativos pelas sociedades de economia mista federais.

10.1. Vendas de ativos

Segunda parcela 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 exploratório BM-S-8 onde está localizada a área de Carcará, no pré-sal da Bacia de Santos, para a Statoil Brasil Óleo e Gás LTDA, 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. O restante do valor refere-se a duas parcelas contingentes.

Em 2 de fevereiro de 2018, foi publicado no Diário Oficial da União o extrato do Contrato de Partilha de Produção de Norte de Carcará celebrado entre Statoil, Petrogal e Exxon com a União, sendo esta publicação uma das condições precedentes previstas contratualmente para o recebimento da segunda parcela, no valor de R\$ 987 (US\$ 300 milhões), depositada em 21 de março de 2018 e registrada em outras receitas operacionais.

A terceira parcela, no valor de US\$ 950 milhões, permanece contingente, na dependência da ocorrência de eventos futuros relativos à celebração do Acordo de Individualização da Produção.

Venda da Liquegás

Em 17 de novembro de 2016, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda da Liquegás Distribuidora S.A., empresa do segmento de RTC, para a Companhia Ultragas S.A., subsidiária da Ultrapar Participações S.A. Em janeiro de 2017, a operação foi aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária (AGE) da Ultrapar e da Petrobras, pelo valor de R\$ 2.666.

Em 28 de fevereiro de 2018, o Tribunal do CADE decidiu, por maioria de seus membros, pela reprovação da alienação da Liquegás para a Ultragas S.A. A referida decisão constituiu hipótese de rescisão do contrato de compra e venda da Liquegás, aplicando-se à Companhia Ultragas S.A. multa, em favor da Petrobras, no valor total de R\$ 286, devida a partir da data da publicação da decisão no Diário Oficial da União, cuja liquidação financeira ocorreu em 13 de março de 2018. Desta forma, os ativos e passivos objetos da transação deixaram de ser classificados como mantidos para venda.

Aliança Estratégica entre Petrobras e a Total

Em 21 de dezembro de 2016, a companhia e a empresa Total assinaram um Acordo Geral de Colaboração (*Master Agreement*), em conexão com a Aliança Estratégica estabelecida no Memorando de Entendimentos firmado em 24 de outubro de 2016. Desta forma, certos ativos do segmento de E&P foram classificados como mantidos para venda na data base de 31 de dezembro de 2016, em função do compartilhamento de gestão em participações, conforme apresentado a seguir:

- cessão de direitos de 22,5% da Petrobras para a Total, na área da concessão denominada Iara (campos de Sururu, Berbigão e Oeste de Atapu, que estão sujeitos a acordos de unitização com a área denominada Entorno de Iara, sob regime de cessão onerosa, na qual a Petrobras detém 100% de participação), no Bloco BM-S-11. A companhia permanece como operadora do Bloco;
- cessão de direitos de 35% da Petrobras para a Total, assim como a operação, na área da concessão do campo de Lapa, no Bloco BM-S-9, ficando a Petrobras com 10%; e
- venda de 50% de participação detida pela Petrobras na Termobahia para a Total, incluindo as térmicas Rômulo Almeida e Celso Furtado, localizadas na Bahia. Em 31 de dezembro de 2016, a companhia reconheceu uma perda por *impairment* de R\$ 156.

Em 28 de fevereiro de 2017, a Petrobras e a Total assinaram os contratos de compra e venda relacionados aos referidos ativos no valor de US\$ 1,675 bilhão pelos ativos e serviços, sujeito a ajuste de preço. Adicionalmente, será disponibilizada pela Total uma linha de crédito de longo prazo no valor de US\$ 400 milhões que poderá ser acionada para financiar os investimentos da Petrobras nos campos da área de Iara.

Os contratos acima se somam a outros acordos já firmados em 21 de dezembro de 2016, que são: (i) carta que concede à Petrobras a opção de aquisição de 20% de participação no bloco 2 da área de Perdido Foldbelt, no setor mexicano do Golfo do México, assumindo apenas as obrigações futuras proporcionais à sua participação; (ii) carta de intenção para estudos exploratórios conjuntos nas áreas exploratórias da Margem Equatorial, e na Bacia de Santos; e (iii) acordo de parceria tecnológica nas áreas de petrofísica digital, processamento geológico e sistemas de produção submarinos.

Em 12 de janeiro de 2018, diante do cumprimento das condições precedentes relativas às cessões de direitos, a Petrobras e a Total concluíram as transações referentes à cessão de direitos de 35% da Petrobras para a Total, assim como a operação, do campo de Lapa no bloco BM-S-9A, no pré-sal da Bacia de Santos, além da Cessão de direitos de 22,5% da Petrobras para a Total da área de Iara, que contém os campos de Sururu, Berbigão e Oeste de Atapu, no bloco BM-S-11A, no pré-sal da Bacia de Santos.

O valor pago nessas transações totalizou US\$ 1,95 bilhão, incluindo ajustes de preço no fechamento da operação, tendo sido apurado um ganho de R\$ 2.236, reconhecido em outras receitas operacionais. O valor pago não contempla a linha de crédito e os pagamentos contingentes.

Em 21 de dezembro de 2018, dando sequência a parceria entre as duas empresas foram firmados os seguintes acordos:

- 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. A operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes;
- acordo de Investimentos (*Investment Agreement*) para a criação de uma *joint venture* (JV), com participação de 49% da Petrobras e 51% da Total Eren S.A. – empresa coligada da Total, com o objetivo de desenvolver projetos nos segmentos de energia solar e eólica *onshore* no Brasil. O referido Acordo tem natureza vinculante pelo qual as partes se comprometem a negociar os documentos necessários para a formalização da JV. Inicialmente, a JV buscará desenvolver uma carteira de projetos de até 500MW de capacidade instalada ao longo de um horizonte de 5 anos.

Em 31 de dezembro de 2018, a Petrobras e a Total continuam em negociação em relação à parceria na Termobahia. Desta forma, os ativos e passivos correspondentes permanecem classificados como mantidos para venda.

Venda da PetroquímicaSuape e da Citepe

Em 28 de dezembro de 2016, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a assinatura do contrato de compra e venda das ações da Companhia Petroquímica de Pernambuco (PetroquímicaSuape) e da Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (Citepe), empresa do segmento de RTC, para o Grupo Petrotemex S.A. de C.V. e para a Dak Americas Exterior S.L, subsidiárias da Alpek, S.A.B. de C.V. (Alpek) pelo valor de US\$ 385 milhões, sujeito a ajustes de capital de giro, dívida líquida e impostos a recuperar, a serem pagos na data do fechamento da operação. A Alpek é uma empresa mexicana do Grupo Alfa, S.A.B. de C.V. (Alfa), de capital aberto.

A operação foi aprovada na Assembleia Geral Extraordinária (AGE) da Petrobras em 27 de março de 2017.

Em 7 de fevereiro de 2018, o Tribunal do CADE aprovou a operação de alienação da PetroquímicaSuape e da Citepe para as subsidiárias da empresa Alpek acima qualificadas, condicionada à celebração de um Acordo em Controle de Concentrações (ACC).

Em 30 de abril de 2018 a Petrobras finalizou a operação de venda de 100% das ações detidas na PetroquímicaSuape e na Citepe para as subsidiárias da empresa Alpek. A operação foi concluída com o recebimento pela Petrobras de R\$ 1.523 (US\$ 435 milhões), após o cumprimento de todas as condições precedentes e dos ajustes previstos no contrato de compra e venda, exceto o ajuste de preço final a ser apurado com base no balanço auditado das Companhias.

Com a conclusão do ajuste do preço final, companhia apurou uma reversão de *impairment* no valor de R\$ 313, sendo R\$ 277 no segundo trimestre de 2018 e R\$ 36 no terceiro trimestre de 2018.

Cessão de Direitos do Campo de Azulão

Em 22 de novembro de 2017, a companhia assinou com a Parnaíba Gás Natural S.A., subsidiária da empresa Eneva S.A., o contrato de cessão da totalidade de sua participação no Campo de Azulão (Concessão BA-3), localizado no estado do Amazonas. O valor total da transação é de US\$ 54,5 milhões a serem pagos na data do fechamento da operação.

Em 30 de abril de 2018, a operação de venda foi concluída com o pagamento de US\$ 56,5 milhões pela Parnaíba Gás Natural S.A, após o cumprimento de todas as condições precedentes e ajustes previstos no contrato, tendo sido apurado um ganho de R\$ 163, reconhecido em outras receitas operacionais.

Parceria Estratégica entre Petrobras e Equinor (ex-Statoil)

Em 18 de dezembro de 2017, a companhia e a empresa norueguesa Equinor ASA assinaram contratos relacionados aos ativos da parceria estratégica, em continuidade ao Acordo Preliminar ("*Heads of Agreement*" ou "*HoA*"), firmado e divulgado em 29 de setembro de 2017. Os principais contratos assinados são:

- *Strategic Alliance Agreement* ("SAA") - acordo que descreve todos os documentos e iniciativas relacionadas à Parceria Estratégica abrangendo todas as iniciativas negociadas;
- *Sale and Purchase Agreement* ("SPA") - cessão de 25% da participação da Petrobras no campo de Roncador para a Equinor;
- *Strategic Technical Alliance Agreement* ("STAA") - acordo estratégico de cooperação técnica visando a maximização do valor do ativo e com foco em aumentar o volume recuperável de petróleo (fator de recuperação), incluindo a extensão da vida útil do campo;
- *Gas Term Sheet* - Equinor poderá contratar uma determinada capacidade de processamento de gás natural no terminal de Cabiúnas (TECAB) para o desenvolvimento da área do BM-C-33, onde as companhias já são parceiras, sendo a Statoil a operadora da área.

A Parceria Estratégica tem entre seus objetivos aproveitar a experiência da Equinor no gerenciamento de campos maduros no Mar do Norte, aplicando esse conhecimento para o aumento do fator de recuperação do Campo de Roncador. Com esse objetivo, as empresas assinaram o STAA para cooperação técnica e o desenvolvimento em conjunto de projetos para o aumento do fator de recuperação, controle de custos, e aplicação de novas tecnologias.

O contrato SPA prevê a cessão de 25% de participação no campo de Roncador pelo valor total de US\$ 2,9 bilhões, sendo US\$ 2,35 bilhões no fechamento da operação e o restante em pagamentos relacionados a realização dos investimentos dos projetos que visam o aumento do fator de recuperação do campo, limitados a US\$ 550 milhões. Na data da assinatura dos contratos, a Equinor realizou um adiantamento no valor de US\$ 117,50 milhões referente a esta aquisição.

Em 31 de dezembro de 2017, em função da diferença entre o valor da oferta e o valor contábil do ativo, a companhia reconheceu uma perda de R\$ 1.314.

Em 14 de junho de 2018, a companhia finalizou a transação referente à cessão de participação do campo de Roncador para a Equinor. A operação foi concluída com o recebimento pela Petrobras de US\$ 2,0 bilhões, incluindo ajustes do fechamento da operação e parte do pagamento contingente no montante de US\$ 14 milhões, adicionalmente aos US\$ 117,5 milhões recebidos como adiantamento na data de assinatura dos contratos. Além desse valor, a Equinor realizará pagamentos até o limite de US\$ 550 milhões, à medida que os investimentos dos projetos que visam ao aumento do fator de recuperação desse campo forem realizados. Este valor, líquido do recebimento de US\$ 14 milhões, foi reconhecido como outras contas a receber pelo seu valor presente de US\$ 386 milhões.

Com a finalização da operação foi apurada uma perda adicional de R\$ 801, decorrente de ajustes de preço previsto no SPA, reconhecido em outras despesas operacionais.

Todas as condições precedentes para a conclusão dessa transação foram cumpridas, incluindo a aprovação pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e a negociação de contratos de uso de facilidades de produção e de compra de gás associado pela Petrobras, restando apenas o ajuste de preço final a ser realizado em até 180 dias úteis após o fechamento da operação.

Venda de empresas de distribuição no Paraguai

Em 26 de junho de 2018, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou, a assinatura do contrato de 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.

A entrada de caixa estimada com a venda é de US\$ 383,5 milhões (cerca de R\$ 1,45 bilhão), sendo que US\$ 49,3 milhões foram depositados na data da assinatura (27 de junho de 2018) em uma conta garantia (escrow account) e o restante no dia do encerramento da transação, incluindo uma previsão de US\$ 55 milhões referentes ao caixa das empresas. O valor da venda ainda está sujeito a ajustes em razão das variações de capital de giro até o fechamento da operação.

A conclusão da transação está sujeita aos trâmites de aprovação segundo as normas e leis do Paraguai e demais condições precedentes. Desta forma, os ativos e passivos correspondentes objetos dessa transação estão classificados como mantidos para venda, em 31 de dezembro de 2018.

Formação de *joint venture* para atuação no Golfo do México

Em 10 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 JV – MP Gulf of Mexico, LLC, composta por campos em ativos em produção de petróleo e gás natural no Golfo do México.

Em 30 de novembro de 2018, a operação foi finalizada com a constituição de uma JV com participação de 80% da Murphy e 20% da sua subsidiária PAI, com o aporte de todos os ativos de petróleo e gás natural em produção situados no Golfo do México, de ambas as empresas. A conclusão da operação ocorreu com o pagamento líquido de US\$ 795 milhões, após ajustes previstos em contrato, pela compensação correspondente à diferença de valor entre os ativos aportados por ambas as empresas no fechamento da operação. Há previsão contratual de recebimento de pagamentos no valor nominal de até US\$ 150 milhões a serem efetuados até 2025 e um carregamento de investimentos de valor nominal de até US\$ 50 milhões de custos da PAI no desenvolvimento da produção do campo de St. Malo, a ser assumido pela Murphy a partir de 2019. Estes valores foram reconhecidos como outras contas a receber pelo seu valor presente de US\$ 158 milhões.

A companhia reconheceu uma perda por *impairment* de R\$ 2.775, sendo R\$ 1.484 no terceiro trimestre, R\$ 1.291 no quarto trimestre de 2018, conforme nota explicativa 14.

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., formada pelas sócias Vitol Investment Partnership II Ltd, Africa Oil Corp e Delonex Energy Ltd.

A PO&GBV é uma *joint venture* na Holanda constituída pela PIBBV (50%) e pelo BTG Pactual E&P B.V. (50%), com ativos localizados na Nigéria. Possui 8% de participação no campo produtor de Agbami, e 16% de participação no campo produtor de Akpo e o campo de Egina, em fase final de desenvolvimento, não sendo operadora em nenhum deles.

A transação envolverá um valor total de até US\$ 1,530 bilhão, sendo um pagamento à vista de US\$ 1,407 bilhão, sujeito a ajustes até o fechamento da operação, e um pagamento diferido no valor nominal de até US\$ 123 milhões, a ser efetuado assim que o processo de redeterminação do campo de Agbami for implementado.

Em 2018, a companhia reconheceu como resultado de participações em investimento uma reversão de perdas no montante de R\$ 181.

A conclusão da transação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes usuais, tais como a obtenção das aprovações pelos órgãos governamentais nigerianos pertinentes. Desta forma, o investimento na PO&GBV está classificado como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2018.

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 é de US\$ 453,1 milhões.

Desta forma, os ativos e passivos correspondentes objetos dessa transação estão classificados como mantidos para venda, em 31 de dezembro de 2018, sendo apurado uma reversão de *impairment*, conforme nota explicativa 14.2.

Cessão de participação em três campos na Bacia de Campos

Em 28 de novembro de 2018, o Conselho de Aprovação da Petrobras aprovou a cessão de sua participação 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) pago na assinatura do contrato de compra e venda e o restante no fechamento da transação, considerando os ajustes devidos.

A conclusão da transação está sujeita ao cumprimento das condições precedentes previstas no contrato de compra e venda, tais como a aprovação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a emissão, pelo IBAMA, de Licenças de Operação em nome da Perenco, que será a operadora dos campos. Desta forma, os ativos e passivos correspondentes objetos dessa transação estão classificados como mantidos para venda, em 31 de dezembro de 2018.

10.2. Ativos classificados como mantidos para venda

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

					31.12.2018	Consolidado 31.12.2017
	E&P	Distribuição	Gás & Energia	Outros	Total	Total
Ativos classificados como mantidos para venda						
Caixa e Equivalentes de Caixa	-	154	-	-	154	26
Contas a receber	-	150	-	-	150	540
Estoques	-	184	-	-	184	423
Investimentos (*)	3.769	-	-	-	3.769	17
Imobilizado	2.298	273	313	3	2.887	15.562
Outros	-	396	-	-	396	1.024
Total	6.067	1.157	313	3	7.540	17.592
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda						
Fornecedores	-	3	-	-	3	334
Provisão para desmantelamento de área	3.610	-	-	-	3.610	563
Outros	-	195	-	-	195	398
Total	3.610	198	-	-	3.808	1.295

(*) O valor de R\$ 3.769 refere-se ao investimento na PO&G BV.

Em 31 de dezembro de 2018, os ativos e passivos transferidos após aprovação de venda contemplam: Térmicas Rômulo Almeida e Celso Furtado, as empresas PPD L UK, PPOL e PPG (responsáveis pela operação de distribuição no Paraguai), a participação integral (correspondente a 50%) na empresa Petrobras Oil and Gas BV e cessão dos direitos remanescentes da área de concessão denominada Lapa (referente ao exercício da opção de venda dos 10% restantes de sua participação), dos três campos na Bacia de Campos, além das 34 concessões localizadas no Rio Grande do Norte.

Em 31 de dezembro de 2017, os ativos e passivos transferidos após aprovação de venda também contemplavam: os ativos e passivos da Liquigás, Petroquímica Suape e Citepe, cessão de direitos das áreas de concessão denominadas Iara e Lapa, a totalidade na participação no campo de Azulão e 25% no campo de Roncador.

10.3. Outras reestruturações societárias

Incorporação da PDET

Em 11 de dezembro de 2018, a AGE da Petrobras aprovou a incorporação da PDET Offshore S.A. na Petrobras com sua consequente extinção, sem aumento de capital.

Incorporação da Nova Fronteira Bioenergia

Em 15 de dezembro de 2016, a Petrobras celebrou um acordo de incorporação e outras avenças com o grupo São Martinho S.A. (São Martinho), por meio de sua subsidiária Petrobras Biocombustível S.A. (PBIO), empresa do segmento de biocombustíveis. O acordo previa que a participação de 49% detida pela PBIO na Nova Fronteira Bioenergia S.A. fosse incorporada pela São Martinho.

Em 23 de fevereiro de 2017, a operação foi concluída com o recebimento pela PBIO de 24.000.000 de novas ações ordinárias emitidas pela São Martinho, representando 6,593% das ações totais desta companhia. Estas ações foram classificadas como títulos e valores mobiliários disponíveis para venda.

Em 16 de fevereiro de 2018, mediante prévia aprovação em AGE, a PBIO alienou por meio de leilão na B3, os 24.000.000 de ações da São Martinho, ao preço de R\$ 18,51 (dezoito reais e cinquenta e um centavos) por ação, encerrando com essa venda sua participação no capital social total da São Martinho. A liquidação da operação ocorreu em 21 de fevereiro de 2018.

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

A companhia realizou vendas de participações societárias que resultaram em perdas de controle em certas subsidiárias, dentre outras transações no escopo do programa de parcerias e desinvestimentos. 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
2018			
Petroquímica Suape e Citepe (ver nota explicativa 10.1)	1.523	50	1.473
2017			
NTS	7.917	282	7.635
Petrobras Chile Distribución	1.556	328	1.228
Total	9.473	610	8.863

Nova Transportadora do Sudeste (NTS)

Em 4 de abril de 2017, a operação de venda de 90% das ações foi concluída para a Brookfield Infrastructure Partners e suas afiliadas por meio de um Fundo de Investimento em Participações, pelo valor de US\$ 5,08 bilhões, tendo sido reconhecido um ganho de R\$ 7.040, reconhecido em outras receitas operacionais.

Venda de ativos de distribuição no Chile

Em 4 de janeiro de 2017, a operação de venda de 100% das ações foi concluída para a Southern Cross Group, pelo valor de US\$ 470 milhões, tendo sido reconhecido um ganho de R\$ 2 reconhecido em outras receitas operacionais. Adicionalmente, foi reclassificado para outras despesas operacionais, a perda de R\$ 248 oriunda da depreciação cambial acumulada do peso chileno frente ao dólar reconhecida anteriormente no patrimônio líquido.

Para mais informações sobre os desinvestimentos da NTS e ativos de distribuição do Chile, ver nota explicativa 10.1 das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017.

11. Investimentos

11.1. Investimentos diretos (Controladora)

	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
Empresas Consolidadas						
Subsidiárias e controladas						
Petrobras Netherlands B.V. - PNBV (i)	E&P	100,00	100,00	114.418	9.098	Holanda
Petrobras Distribuidora S.A. - BR	Distribuição	71,25	71,25	9.686	3.193	Brasil
Petrobras International Braspetro - PIB BV (i)	Diversos (ii)	100,00	100,00	27.888	(7.389)	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	RTC	100,00	100,00	3.432	(809)	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	3.658	879	Brasil
Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG	Gás e Energia	100,00	100,00	12.915	2.479	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gás e Energia	51,00	51,00	2.012	271	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	Biocombustível	100,00	100,00	1.666	180	Brasil
Petrobras Logística de Gás - Logigás	Gás e Energia	100,00	100,00	722	338	Brasil
Liquigás Distribuidora S.A.	RTC	100,00	100,00	997	147	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	90	(328)	Brasil
Termomacaé Ltda.	Gás e Energia	100,00	100,00	264	74	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil (i)	Corporativo	100,00	100,00	419	7	Ilhas Cayman
Breitener Energética S.A.	Gás e Energia	93,66	93,66	779	123	Brasil
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85	98,85	579	14	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	299	11	Brasil
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	Gás e Energia	100,00	100,00	91	9	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,20	99,20	52	(94)	Brasil
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	Corporativo	100,00	100,00	39	6	Brasil
Termomacaé Comercializadora de Energia Ltda	Gás e Energia	100,00	100,00	11	1	Brasil
5283 Participações Ltda.	Corporativo	100,00	100,00	3	-	Brasil
Operações em conjunto						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	250	61	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gás e Energia	50,00	50,00	160	38	Brasil
Empreendimentos controlados em conjunto						
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	1.045	(112)	Brasil
Cia Energética Manauara S.A.	Gás e Energia	40,00	40,00	207	112	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	243	102	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,20	(81)	6	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	87	4	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	97	10	Brasil
Metanol do Nordeste S.A. - Metanor	RTC	34,54	34,54	30	2	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	44	4	Brasil
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	42	3	Brasil
Eólica Mangue Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	38	3	Brasil
Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	51,00	51,00	37	2	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	RTC	45,00	45,00	(3)	17	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOS	Biocombustível	50,00	50,00	1	-	Brasil
Coligadas						
Sete Brasil Participações S.A. (iii)	E&P	5,00	5,00	(23.006)	(147)	Brasil
Fundo de Investimento em Participações de Sondas - FIP Sondas	E&P	4,59	4,59	(1)	-	Brasil
Braskem S.A. (iv)	RTC	36,20	47,03	7.173	2.945	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	20,00	20,00	363	(83)	Brasil
Deten Química S.A.	RTC	27,88	27,88	438	83	Brasil
Energética SUAPE II	Gás e Energia	20,00	20,00	359	128	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gás e Energia	20,00	20,00	189	81	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	3.208	1.934	Brasil

(i) Empresas sediadas no exterior com demonstrações financeiras elaboradas em moeda estrangeira.

(ii) Atuação internacional nos segmentos de E&P, RTC, Gás&Energia e Distribuição.

(iii) 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.

(iv) Informações relativas a 30.09.2018, últimas disponibilizadas ao mercado.

As principais investidas da PNBV, constituídas com o propósito de construção e aluguel de equipamentos e plataformas para as operações em conjunto no segmento de E&P no Brasil, todas com sede na Holanda são: Tupi BV (65%), Guarã BV (45%), Agri Development BV (90%), Libra (40%), Papa Terra BV (62,5%), Roncador BV (75%), Iara BV (42,5%) e Lapa BV (10%). Nestas empresas a participação é igual ao capital votante.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

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 concessão e obtenção 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 internacional por meio de emissão de *bonds* e empréstimos para repassar 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 refino (Pasadena).

11.2. Mutação dos investimentos (Controladora)

	Saldo em 31.12.2017	Aportes de capital	Reorganiza- ções, redução de capital e outros	Resultado de participação em investi- mentos (*)	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2018
Subsidiárias e controladas								
Controladas								
PNBV	87.093	-	(176)	9.058	15.784	-	-	111.759
PIB BV (**)	25.290	3.107	(266)	(7.482)	5.203	12	-	25.864
TAG	12.347	-	-	1.990	-	493	(2.020)	12.810
Petrobras Distribuidora	5.986	-	(126)	2.393	-	(358)	(1.179)	6.716
Transpetro	4.102	-	(30)	(825)	176	(49)	(83)	3.291
PB-LOG	2.937	-	-	756	-	-	(1.155)	2.538
PBIO	1.490	-	-	180	-	(4)	-	1.666
Gaspetro	994	-	5	137	-	-	(111)	1.025
Breitener	678	-	-	99	-	-	(49)	728
Logigás	621	-	-	339	-	(10)	(227)	723
Araucária Nitrogenados	175	264	-	(328)	-	(20)	-	91
Termomacaé Ltda	86	204	-	(25)	-	-	-	265
Liquigás	-	-	1.071	105	-	1	(76)	1.101
Outras Controladas	1.041	-	220	(223)	(24)	(4)	(350)	660
Operações em conjunto	223	-	-	50	-	-	(66)	207
Empreendimentos controlados em conjunto	264	23	(3)	125	-	(3)	(77)	329
Coligadas								
Nova Transportadora do Sudeste - NTS	1.094	-	(69)	194	-	-	(198)	1.021
Demais coligadas	4.916	-	-	1.073	342	(501)	(816)	5.014
Subsidiárias, controladas, operações/empreendimentos em conjunto e coligadas	149.337	3.598	626	7.616	21.481	(443)	(6.407)	175.808
Outros investimentos	19	-	-	-	-	-	-	19
	149.356	3.598	626	7.616	21.481	(443)	(6.407)	175.827
Provisão para perda em controladas				253				
Resultado de empresas classificadas como mantidas para venda				(19)				
				7.850				

(*) Inclui lucros não realizados de transações entre empresas.

(**) Os aportes de capital foram realizados principalmente para pagamento de dívida.

A adoção inicial do IFRS 9 alterou o investimento nas controladas PNBV (R\$ 176), PIB BV (R\$ 266), Petrobras Distribuidora (R\$ 126) e Transpetro (R\$ 30), em virtude da modificação de fluxo de caixa contratual de passivos financeiros e de perdas no valor recuperável de ativos financeiros.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

11.3. Mutações dos investimentos (Consolidado)

	Saldo em 31.12.2017	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 31.12.2018
Empreendimentos controlados em Conjunto									
Petrobras Oil & Gas B.V. - PO&G	4.664	-	(4.595)	-	258	514	-	(841)	-
MP Gulf of Mexico, LLC (*)	-	30	-	2.300	35	44	-	-	2.409
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural	1.140	1	-	-	269	-	-	(218)	1.192
Compañia Mega S.A. - MEGA	163	-	-	-	12	166	-	(37)	304
Setor Petroquímico	95	-	-	(3)	60	-	-	(21)	131
Demais empresas	346	98	-	66	45	1	(3)	(58)	495
Coligadas									
Nova Transportadora do Sudeste - NTS	1.094	-	-	(69)	194	-	-	(198)	1.021
Setor Petroquímico	4.833	-	-	-	1.034	342	(501)	(796)	4.912
Demais empresas	158	32	-	(47)	12	14	-	(4)	165
Outros Investimentos	61	-	-	(2)	-	2	-	-	61
Total dos Investimentos	12.554	161	(4.595)	2.245	1.919	1.083	(504)	(2.173)	10.690

(*) Conforme nota explicativa 10.1.

11.4. Investimentos em coligadas com ações negociadas em bolsas

Empresa	Lote de mil ações		Tipo	Cotação em bolsa de valores (R\$ por ação)		Valor de mercado	
	31.12.2018	31.12.2017		31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Coligada							
Braskem S.A.	212.427	212.427	ON	45,51	43,50	9.668	9.241
Braskem S.A.	75.762	75.762	PNA	47,38	42,87	3.590	3.248
						13.258	12.489

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 15 de junho de 2018, a Odebrecht S.A., acionista controladora da Braskem, informou a Petrobras que iniciou tratativas com a LyondellBasell, para uma potencial transação envolvendo a transferência da totalidade da participação detida pela Odebrecht no capital da Braskem. A transação ainda está sujeita, dentre outras condições, à conclusão de *due diligence*, negociações dos contratos definitivos e aprovações necessárias, não havendo ainda qualquer obrigação vinculante entre as partes para a efetiva conclusão da transação.

Caso a negociação seja finalizada com êxito, a Petrobras irá analisar os termos e condições da oferta da LyondellBasell, de forma a avaliar o exercício dos seus direitos previstos no Acordo de Acionistas da Braskem.

Em 25 de setembro de 2018, a Petrobras celebrou com a Odebrecht um aditivo ao Acordo de Acionistas, no qual prevê que as ações preferenciais de emissão da Braskem de titularidade da Petrobras, seguirão a mesma sistemática de *tag along* das ações ordinárias já estabelecida no Acordo de Acionistas.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem, estão sendo apresentadas na nota explicativa 14.

11.5. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da companhia é de R\$ 6.318 (R\$ 5.624 em 2017), dos quais, principalmente, R\$ 2.785 são atribuíveis aos acionistas não controladores da Petrobras Distribuidora (R\$2.620 em 2017), R\$ 987 da Gaspetro (R\$ 957 em 2017), R\$ 252 da TBG (R\$ 251 em 2017) e R\$ 798 das Entidades Estruturadas (R\$ 940 em 2017).

A seguir estão apresentadas suas informações contábeis sumarizadas:

	Gaspetro		Entidades estruturadas		TBG		Petrobras Distribuidora	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Ativo circulante	308	263	3.200	2.407	676	463	12.803	10.703
Ativo realizável a longo prazo	225	246	3.029	3.658	2	2	6.236	6.754
Investimentos	1.395	1.343	-	-	-	-	34	35
Imobilizado	2	3	-	-	1.797	1.964	5.797	5.816
Outros ativos não circulantes	296	295	-	-	9	11	475	453
	2.226	2.150	6.229	6.065	2.484	2.440	25.345	23.761
Passivo circulante	100	78	292	749	672	821	4.561	4.413
Passivo não circulante	114	119	5.139	4.374	1.296	1.107	11.098	10.523
Patrimônio líquido	2.012	1.953	798	942	515	512	9.686	8.825
	2.226	2.150	6.229	6.065	2.483	2.440	25.345	23.761
Receita operacional líquida	418	356	-	-	1.553	1.332	97.770	84.567
Lucro líquido do exercício	271	238	(520)	338	586	542	3.193	1.151
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	(25)	48	469	181	27	228	2.573	(172)

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.

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

A Petrobras Distribuidora (BR) é uma empresa que atua, basicamente, na distribuição, transporte, comércio, beneficiamento e a industrialização de derivados de petróleo e de outros combustíveis, controlada da Petrobras, a qual possui 71,25% de participação.

11.6. 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, distribuidoras de gás, biocombustíveis, termoelétricas, refinarias e outras. As informações contábeis resumidas são as seguintes:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

	2018				2017			
	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas
	País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior	No país	País	PO&G	Outras empresas no exterior	No país
Ativo Circulante	4.501	587	613	23.269	3.104	2.068	237	18.952
Ativo Realizável a Longo Prazo	2.014	-	38	5.337	1.659	236	4	4.810
Imobilizado	3.356	14.114	175	41.500	2.968	12.261	25	30.904
Outros ativos não circulantes	2.458	-	-	3.343	2.397	1	-	3.240
	12.329	14.701	826	73.449	10.128	14.566	266	57.906
Passivo Circulante	4.506	333	278	23.451	3.324	914	96	19.758
Passivo não Circulante	2.609	2.322	89	61.842	2.114	7.268	2	53.498
Patrimônio Líquido	5.247	9.637	305	(11.289)	4.690	6.384	168	(14.522)
Participação dos Acionistas não Controladores	(33)	2.409	154	(555)	-	-	-	(828)
	12.329	14.701	826	73.449	10.128	14.566	266	57.906
Receita Operacional Líquida	14.527	337	496	64.353	10.244	1.780	463	50.421
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	335	177	62	4.966	510	869	83	4.274
Percentual de Participação - %	20 a 83%	20%	34 a 50%	5 a 49%	20 a 83%	50%	34 a 50%	5 a 49%

12. Imobilizado

12.1. Por tipo de ativos

					Consolidado	Controladora
	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens ^(*)	Ativos em construção ^(**)	Gastos c/exploração e desenvolvimento (campos produtores de petróleo e gás) ^(***)	Total	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2017	22.756	256.571	125.702	166.847	571.876	424.771
Adições	6	3.720	35.232	98	39.056	26.930
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	14.617	14.617	14.366
Juros capitalizados	-	-	6.299	-	6.299	4.593
Baixas	(47)	(19)	(1.745)	(113)	(1.924)	(1.708)
Transferências ^(****)	1.007	10.406	(24.259)	9.766	(3.080)	546
Depreciação, amortização e depleção	(1.393)	(23.383)	-	(17.115)	(41.891)	(31.793)
Impairment - constituição	(470)	(3.041)	(1.842)	(2.895)	(8.248)	(6.516)
Impairment - reversão	169	2.698	536	2.247	5.650	4.347
Ajuste acumulado de conversão	20	1.156	733	93	2.002	-
Saldo em 31 de dezembro de 2017	22.048	248.108	140.656	173.545	584.357	435.536
Custo	32.795	425.419	140.656	286.112	884.982	664.479
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(10.747)	(177.311)	-	(112.567)	(300.625)	(228.943)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	22.048	248.108	140.656	173.545	584.357	435.536
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	-
Saldo em 31 de dezembro de 2018	20.189	294.592	112.085	182.963	609.829	483.375
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)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	20.189	294.592	112.085	182.963	609.829	483.375
Tempo de vida útil médio ponderado em anos	40 (25 a 50) (exceto terrenos)	20 (3 a 31)		Método da unidade produzida		

(*) 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 30.

(***) 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.

(****) Inclui transferências de/para ativos classificados como mantidos para venda.

Os investimentos realizados pela companhia no exercício de 2018 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 quatro novos sistemas de produção, sendo: os FPSOs P-74 e P-75, localizados no campo de Búzios; FPSO P-69, localizado no campo de Lula; e uma unidade afretada, o FPSO Campos dos Goytacazes, localizado no campo de Tartaruga Verde. Além disso, tivemos também a conclusão da primeira etapa dos testes de produção no campo de Mero, primeiro campo do regime de partilha a entrar em produção no Brasil, cuja declaração de comercialidade ocorreu em 2017 (nota explicativa 13.3).

Em 2017, destacamos a entrada em operação das plataformas (FPSOs) Pioneiro de Libra, no campo de Mero, e a P-66, no campo de Lula Sul, além da interligação de novos poços aos FPSOs Cidade de Saquarema, Cidade de Maricá e Cidade de Itaguaí, no pré-sal da Bacia de Santos.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

O imobilizado do Consolidado e da Controladora inclui bens decorrentes de contratos de arrendamento que transfiram os benefícios, riscos e controles no montante de R\$ 372 e de R\$ 3.957, respectivamente (R\$ 390 e R\$ 5.969 em 31 de dezembro de 2017).

12.2. Abertura por tempo de vida útil estimada – Consolidado

Vida útil estimada	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
	Custo	Depreciação acumulada	Saldo em 31.12.2018
até 5 anos	14.918	(11.292)	3.626
6 - 10 anos	38.897	(24.301)	14.596
11 - 15 anos	12.782	(5.872)	6.910
16 - 20 anos	132.779	(52.207)	80.572
21 - 25 anos	83.161	(18.340)	64.821
25 - 30 anos	54.022	(15.503)	38.519
30 anos em diante	90.371	(26.517)	63.854
Método da Unidade Produzida	100.972	(60.252)	40.720
	527.902	(214.284)	313.618
Edificações e benfeitorias	29.174	(10.148)	19.027
Equipamentos e outros bens	498.728	(204.136)	294.591

12.3. Acordos de Individualização da Produção

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 participantes operacionais e não-operacionais 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. Tais eventos incluem a monetização de produção e a realização de gastos de diferentes naturezas, que devem ser equalizados aos novos percentuais de participação. Um valor a ser ressarcido pela Petrobras é reconhecido como contas a pagar pela companhia quando derivar de uma obrigação contratual ou quando a saída de recursos for considerada provável e o valor puder ser estimado confiavelmente. Um valor a ser ressarcido à Petrobras é reconhecido como contas a receber pela companhia quando houver um direito contratual ao ressarcimento ou quando for tido como praticamente certo.

Em 2018, a Petrobras constituiu provisão de valor a pagar no montante de R\$ 456 para fazer frente a ressarcimentos relativos a Acordos de Individualização da Produção (AIPs) celebrados com a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo (PPSA) e com as empresas parceiras (Shell, Petrogal e Total) em consórcios de E&P, que já foram submetidos à aprovação da ANP. Esses acordos resultarão em equalizações de gastos e volumes de produção referentes aos campos de Sapinhoá, Lula, Tartaruga Verde, Berbigão e Sururu.

A movimentação do valor a pagar está apresentado a seguir:

	31.12.2018
Equalizações a pagar (*)	1.064
Atualização monetária	8
Baixa de Imobilizado	(235)
Pagamentos Realizados	(381)
Valores a pagar	456

(*) Registrado em outras despesas operacionais, veja Nota 26.

Em 21 de dezembro de 2018, Petrobras, Shell e Repsol, empresas parceiras no campo de Sapinhoá, realizaram pagamento à PPSA, cabendo à Petrobras o valor de R\$ 381, conforme o Acordo de Equalização de Gastos e Volumes (AEGV).

12.4. Direito de exploração de petróleo - Cessão Onerosa

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 petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos localizados na área do pré-sal, com produção limitada ao volume máximo de 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo, em até 40 anos, renováveis por mais cinco anos sob determinadas condições. Em contrapartida, a Petrobras pagou à União o montante de R\$ 74.808 que, em 31 de dezembro de 2018, encontra-se registrado no Ativo Imobilizado da companhia.

A Petrobras já declarou comercialidade em campos de todos os seis blocos previstos no Contrato: Franco (Búzios), Florim (Itapu), Nordeste de Tupi (Sépia), Entorno de Iara (Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu, Atapu), Sul de Guará (Sul de Sapinhoá) e Sul de Tupi (Sul de Lula).

O Contrato estabelece que, imediatamente após a declaração de comercialidade de cada área são iniciados os procedimentos de revisão contratual, os quais devem estar baseados em laudos técnicos de certificadores independentes, contratados pela Petrobras e pela ANP.

Caso a revisão conclua que os direitos adquiridos alcançam um valor maior do que o inicialmente pago, a companhia poderá pagar a diferença à União ou reduzir proporcionalmente o volume total de barris adquiridos. Se a revisão concluir que os direitos adquiridos resultam em um valor menor do que o inicialmente pago pela companhia, a União reembolsará a diferença em moeda corrente, títulos ou outro meio de pagamento, sujeito às leis orçamentárias.

Para a referida revisão, estão sendo considerados os custos realizados na fase de exploração e as previsões de custo e de produção estimadas para o desenvolvimento. Como previsto no Contrato, para a conclusão do processo de revisão, poderão ser renegociados: (i) Valor do Contrato; (ii) Volume Máximo de barris a serem produzidos; (iii) Prazo de Vigência; e (iv) Percentuais mínimos de Conteúdo Local.

Com o volume de informações adquiridas, até o momento, foi possível caracterizar a existência de volumes excedentes aos 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo contratados originalmente.

Em novembro de 2017, a companhia constituiu uma comissão interna responsável pela negociação da revisão do Contrato com representantes da União Federal, composta de representantes das diretorias de Exploração e Produção e Financeira e de Relacionamento com Investidores.

Em 15 de janeiro de 2018, a União Federal instituiu, via Portaria Interministerial 15/2018, a Comissão Interministerial com a finalidade de negociar e concluir os termos da revisão do Contrato.

Com a instituição das comissões e a disponibilização dos laudos contratados pela Petrobras e pela ANP, encontram-se em andamento as referidas negociações. As discussões entre as partes evoluíram e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou a Resolução 12/2018, em 14 de setembro de 2018, recomendando ao Ministério de Minas e Energia (MME) o envio prévio da minuta de termo aditivo ao Contrato ao Tribunal de Contas da União (TCU) para análise.

A Resolução 12/2018 do CNPE recomendou também ao MME o envio das minutas do Edital e do Contrato da Rodada de Licitações sob o regime de partilha de produção para os volumes excedentes aos contratados sob o regime de Cessão Onerosa. Visando embasar uma eventual negociação relacionada ao pagamento na forma de direitos sobre os volumes excedentes, a Petrobras complementou sua avaliação acerca desses volumes por meio de opinião de certificadora independente.

A minuta em análise pelo TCU consolida um, dentre vários cenários que foram discutidos entre as comissões do Governo e da Petrobras. Este cenário, após manifestação do TCU e aprovação pelas partes, pode resultar em um recebível a favor da Petrobras. Dadas as características da revisão, qualquer possível crédito a favor da companhia será confirmado apenas quando da celebração de um aditivo que resulte em um direito contratual a tal crédito, propiciando, assim, o reconhecimento de um contas a receber nas demonstrações financeiras da Petrobras.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

O processo de revisão do Contrato de Cessão Onerosa está sendo acompanhado pelo Comitê de Acionistas Minoritários, composto por dois conselheiros eleitos pelos acionistas minoritários e por um membro externo independente com notório saber na área de análise técnico financeira de projetos de investimento, emitindo opinião que respalde decisões do Conselho de Administração a respeito desse tema.

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

Os seguintes campos foram devolvidos à ANP durante o exercício de 2018: Japiim, Camarão Norte, Espadarte (parte) e Sibite (parte). Estas devoluções devem-se principalmente a inviabilidade econômica dos campos. No entanto, em função de perdas nos seus valores de recuperabilidade reconhecidas em exercícios anteriores para esses ativos, o valor das baixas foi R\$ 151 mil (R\$ 240 mil para os campos de Mosquito, Sirí e Saíra em 2017), em outras despesas operacionais.

13. Intangível

13.1. Por tipo de ativos

	Consolidado				Controladora	
	Direitos e Concessões	Adquiridos	Softwares Desenvolvidos internamente	Ágio (goodwill)	Total	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2017	8.725	222	998	718	10.663	8.764
Adições	3.035	51	194	-	3.280	3.145
Juros capitalizados	-	-	14	-	14	14
Baixas	(256)	-	(8)	-	(264)	(34)
Transferências	(5.376)	5	-	-	(5.371)	(5.257)
Amortização	(64)	(91)	(323)	-	(478)	(366)
Impairment - constituição	(108)	(1)	-	-	(109)	(2)
Ajuste acumulado de conversão	3	-	-	2	5	-
Saldo em 31 de dezembro de 2017	5.959	186	875	720	7.740	6.264
Custo	6.637	1.638	4.055	720	13.050	10.266
Amortização acumulada	(678)	(1.452)	(3.180)	-	(5.310)	(4.002)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	5.959	186	875	720	7.740	6.264
Adições	3.321	129	183	-	3.633	3.517
Juros capitalizados	-	-	12	-	12	12
Baixas	(56)	-	-	-	(56)	(51)
Transferências	(162)	24	-	42	(96)	(158)
Amortização	(54)	(81)	(269)	-	(404)	(316)
Ajuste acumulado de conversão	16	1	-	24	41	-
Saldo em 31 de dezembro de 2018	9.024	259	801	786	10.870	9.268
Custo	9.876	1.888	4.283	786	16.833	13.568
Amortização acumulada	(852)	(1.629)	(3.482)	-	(5.963)	(4.300)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	9.024	259	801	786	10.870	9.268
Tempo de vida útil estimado em anos	(*)	5	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 29 de março de 2018, a Petrobras adquiriu sete blocos marítimos na 15ª Rodada de Licitações no Regime de Concessão, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Na Bacia de Campos foram adquiridos dois blocos em parceria com a ExxonMobil e a Equinor, os quais serão operados pela Petrobras, e dois blocos em parceria com a ExxonMobil e a Qatar Petroleum, os quais serão operados pela ExxonMobil. Na Bacia Potiguar, foram adquiridos dois blocos em parceria com a Shell, os quais serão operados pela Petrobras, e um com 100% de participação da Petrobras. O valor total do bônus de assinatura, pago em agosto de 2018, foi de R\$ 2.210.

Em 2018 foram realizados pagamentos de bônus relativos ao Contrato de Partilha de Produção, no valor de R\$ 1.075, conforme nota explicativa 13.3.

Em 31 de dezembro de 2018, a companhia não apurou perda na avaliação de recuperabilidade do ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*).

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

No exercício de 2018, os direitos sobre os blocos exploratórios devolvidos para a ANP totalizaram R\$ 25 (R\$ 10 em 2017), localizados nas áreas abaixo:

Área	Em fase exploratória	
	Exclusivo	Parceria
Bacia de Sergipe-Alagoas	5	-
Bacia do Espírito Santo	2	-
Bacia de Barreirinhas	1	-

13.3. Direito de exploração de petróleo - Partilha de Produção

O Consórcio Libra, composto pela Petrobras, Shell, Total, CNODC, CNOOC e Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo (PPSA), na condição de gestora, celebrou o Contrato de Partilha de Produção em 2 de dezembro de 2013 com a União Federal, após a 1ª rodada de licitação do pré-sal realizada em outubro de 2013 pela ANP. O bônus de assinatura de R\$ 15 bilhões foi pago em parcela única, dos quais R\$ 6 bilhões couberam à companhia, registrados inicialmente como Direitos e Concessões.

Em 30 de novembro de 2017, foi apresentada à ANP a Declaração de Comercialidade da área do Plano de Avaliação de Descoberta do poço 2-ANP-2A, que passou a se chamar Campo de Mero, confirmando o potencial da área e a possibilidade de desenvolver o Campo de petróleo em condições econômicas. Em função da declaração de comercialidade, o montante de R\$ 5.240, referente à parcela do bônus de assinatura da área Noroeste, foi reclassificada para o Ativo Imobilizado.

O Consórcio obteve do Ministério de Minas e Energia a prorrogação da Fase de Exploração por mais 27 meses para o restante da área do Bloco Libra, onde serão realizados novos estudos para avaliar melhor a comercialidade dessa área. A parcela do bônus de assinatura referentes a estas áreas, no valor de R\$ 760, continua registrada como Direitos e Concessões.

Em 27 de outubro de 2017 foram adquiridos três blocos marítimos (Entorno de Sapinhoá, Peroba e Alto de Cabo Frio Central) na 2ª e 3ª Rodadas de Licitações no regime de Partilha de Produção da ANP, em parcerias formadas com a Shell, British Petroleum (BP), Repsol e CNODC, sendo a Petrobras operadora em todos os blocos. O valor total do bônus de assinatura pago pela companhia foi de R\$ 1.140.

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.

13.4. Concessão de serviços de distribuição de gás natural canalizado

Em 31 de dezembro de 2018, o ativo intangível inclui contratos de concessão de distribuição de gás natural canalizado no Brasil, no total de R\$ 564 (R\$ 565 em 2017), com prazos de vencimento entre 2029 e 2043, podendo ser prorrogado. As concessões preveem a distribuição para os setores industrial, residencial, comercial, veicular, climatização, transportes e outros.

A remuneração pela prestação desses serviços consiste, basicamente, na combinação de custos e despesas operacionais e remuneração do capital investido. As tarifas cobradas pelo volume de gás distribuído estão sujeitas a reajustes e revisões periódicas com o órgão regulador estadual.

Ao final das concessões, os contratos preveem indenização à companhia dos investimentos vinculados a bens reversíveis, conforme levantamentos, avaliações e liquidações a serem realizadas com o objetivo de determinar o valor.

Em 02 de fevereiro de 2016 foi publicada, no Diário Oficial do Espírito Santo, a Lei 10.493/2016 que reconhece a extinção/nulidade do contrato de concessão do serviço de distribuição de gás canalizado, por aplicação do disposto no art. 43 da Lei Federal 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. A referida Lei prevê a realização de licitação da concessão ou a criação de empresa estatal estadual para assumir os serviços, cabendo à Concessionária a indenização nos termos da Lei, a qual foi contestada judicialmente pela companhia.

Diante disso, em 12 de agosto de 2016, a companhia assinou Memorando de Entendimentos (MoU) com o Governo do Estado do Espírito Santo visando avaliar a criação de empresa estatal estadual para prestação de serviço público de distribuição de gás natural canalizado. Como consequência, foi assinado em maio de 2018 um Instrumento de Compromisso Condicional (ICC), o qual foi submetido à homologação do Núcleo Permanente de Métodos Consensuais de Solução de Conflitos (NUPEMEC/TJ-ES), cujas ações encontram-se em andamento.

Como parte das avaliações do MoU, foi sancionada a Lei Estadual 10.955/18, criando a Companhia de Gás do Espírito Santo (ES GAS)", aguardando à homologação do NUPEMEC/TJ-ES.

A companhia não reconheceu nenhuma perda, pois até o presente momento, o valor contábil existente em 31 de dezembro de 2018 no valor de R\$ 312 (R\$ 270 em 31 de dezembro de 2017) está garantido pela indenização prevista nas referidas Leis.

14. Redução ao valor recuperável dos ativos (*Impairment*)

A companhia avalia a recuperabilidade dos ativos anualmente, ou quando existir um indicativo de desvalorização. Em 2018, 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 novo Plano de Negócios e Gestão 2019-2023 (PNG 2019-2023), concluído e aprovado pela Administração no quarto trimestre de 2018.

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 da Bacia de Sergipe-Alagoas (Camorim, Piranema e Guaricema) e da Bacia de Campos (Linguado e Bicudo). No entanto, tais perdas foram parcialmente compensadas pelos efeitos da revisão de projetos com consequente alongamento na curva de produção esperada em campos localizados nas bacias de Santos e Espírito Santo, que geraram reversões de *impairment* anteriormente reconhecidos.

A piora no cenário de preços futuros dos fretes do conjunto de navios da Transpetro, a necessidade de retirada de operação de equipamentos (Monobóia 2 - PDET), a manutenção no PNG 2019-2023 do posicionamento estratégico de saída do negócio de fertilizantes e a decisão da Administração de postergar por um extenso período o projeto GASFOR II, ocasionando a sua retirada da UGC Gás Natural no quarto trimestre de 2018, também levaram a companhia a reconhecer perdas por desvalorização desses ativos.

Perdas na recuperabilidade de certos ativos no escopo do plano de desinvestimentos e parcerias da companhia foram reconhecidas, com destaque para os campos de produção de petróleo e gás natural no Golfo do México.

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	2018
Investimentos, Imobilizado e Intangível						
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	27.199	38.450	1.994	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a1)	
Conjunto de navios da Transpetro	6.667	5.037	1.630	RTC, Brasil	Ver item (b1)	
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 (c1)	
UFN III	1.210	774	436	RTC, Brasil	Ver item (d)	
Campos de produção de óleo e gás no exterior (diversas UGCs)	8.751	6.021	2.775	Exploração e Produção, Exterior	Ver item (e1)	
GASFOR II	225	-	225	Gás e Energia, Brasil	Ver item (f1)	
Comperj	180	-	180	RTC, Brasil	Ver item (g1)	
2º trem de refinaria Abreu e Lima - RNEST	4.315	4.232	83	RTC, Brasil	Ver item (h1)	
Outros	2.579	2.929	54	Diversos		
			8.126			
Ativos mantidos para venda						
Campos de produção de óleo e gás - Polo Riacho da Forquilha	375	1.749	(128)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item 14.2	
Outros	94	417	(309)	Diversos		
Total			7.689			2017
Investimentos, Imobilizado e Intangível						
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	39.119	53.160	(2.824)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a2)	
Conjunto de navios da Transpetro	5.554	5.565	(11)	RTC, Brasil	Ver item (b2)	
2º trem de refinaria Abreu e Lima - RNEST	5.677	4.170	1.507	RTC, Brasil	Ver item (h2)	
Fábricas de Fertilizantes	1.337	-	1.337	Gás e Energia, Brasil	Ver item (j)	
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços	1.190	12	1.178	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (c2)	
Campos de produção de óleo e gás no exterior (diversas UGCs)	710	296	414	Exploração e Produção, Exterior	Ver item (e2)	
Navios Panamax - Transpetro	364	-	364	RTC, Brasil	Ver item (k)	
Araucária	226	-	226	Gás e Energia, Brasil	Ver item (l)	
Comperj	167	-	167	RTC, Brasil	Ver item (g2)	
Conecta e DGM	122	-	122	Distribuição, Exterior	Ver item (i)	
Outros	610	380	230	Diversos		
			2.710			
Ativos mantidos para venda						
Campos de produção de óleo e gás Roncador	10.465	9.151	1.314	Exploração e Produção, Brasil	Ver item 14.2	
Outros	1.049	1.211	(162)	Diversos		
Total			3.862			

(*) 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*.

14.1. 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.

Informações sobre as premissas-chave para os testes de recuperabilidade de ativos e as definições das UGCs são apresentadas na nota explicativa 5.2 e 5.3, respectivamente, e envolvem julgamentos e avaliação por parte da Administração com base em seu modelo de negócio e gestão.

As estimativas das premissas-chave nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs em 2018 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

Em 2017, as projeções utilizadas nos testes de *impairment* foram:

	2018	2019	2020	2021	2022	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	53	58	66	70	73	71
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$ (a preços de 2017)	3,44	3,47	3,47	3,46	3,49	3,40

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 – 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.

a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2017

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil, sob o regime de concessão, resultaram no reconhecimento de uma reversão líquida de provisão no valor de R\$ 2.824. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e, taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7.6% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de exploração e produção. O montante deve-se principalmente a:

- Reversões de perdas no montante de R\$ 5.627, relacionadas, predominantemente, às UGCs de Polo Norte (R\$ 2.961), Espadarte (R\$ 406), Papa Terra (396), Polo Uruguá (R\$ 325), Pampo (R\$ 296), Polo Fazenda Alegre (R\$ 146), Polo Cidade de São Mateus (R\$ 142), Riachuelo (R\$ 131), Polo Fazenda Imbé (R\$ 91), Fazenda Bálamo (R\$ 83), Polo de Peroá (R\$ 80), Polo São Mateus (R\$ 62) e Riacho da Forquilha (R\$ 58), devido à redução da taxa de desconto, revisão de escopo do projeto de revitalização de campos maduros e aprovação do novo Repetro com redução dos gastos de desembolso de tributos federais e estaduais decorrentes da nacionalização de equipamentos; e
- Perdas no montante de R\$ 2.803, relacionadas, predominantemente, às UGCs de Piranema (R\$ 737), Salgo (R\$ 339), Polo Ceará Mar (R\$ 309), Polo Cvit (R\$ 204), Polo Miranga (R\$ 190), Polo Fazenda Belém (R\$ 159), Frade (R\$ 131), Dom João (R\$ 87) e Candeias (R\$ 60), devido, principalmente, ao aumento da provisão para desmantelamento de

áreas, decorrente da alteração na carteira de investimentos, com a consequente antecipação do encerramento da produção econômica de alguns campos, bem como a redução da taxa de desconto adotada para ajuste a valor presente da obrigação futura de abandono.

b1) Conjunto de navios da Transpetro – 2018

A piora na expectativa dos valores dos fretes projetados no PNG 2019-2023, afetou significativamente nossas 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.

b2) Conjunto de navios da Transpetro – 2017

Em nossas avaliações do conjunto de navios da Transpetro foram identificadas reversões de perdas por *impairment* de R\$ 11. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia aprovadas no PNG 2018-2022, incluindo as entradas e saídas de navios em operação ou em construção; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante que varia entre 4,11% a.a. e 9,19% a.a., derivada da metodologia WACC para o setor de transporte, considerando a estrutura de endividamento e respectivo benefício fiscal.

c1) 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 as 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).

c2) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2017

Nas nossas avaliações desses ativos em 2017, foram identificadas perdas líquidas por desvalorização de R\$ 1.178, decorrentes principalmente de: i) estimativa de valor justo inferior ao valor contábil líquido de compressores e sistemas de remoção de CO₂, 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\$ 413); ii) desmobilização e encerramento das operações da Balsa Guindaste e de Lançamento BGL-1 (R\$ 370); e iii) hibernação de instalações e equipamentos do Estaleiro Inhaúma, que estão fora do escopo inicial do projeto de implantação do Terminal Logístico Inhaúma (R\$ 407).

d) 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) 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.

e2) Campos de produção de óleo e gás no Exterior (diversas UGCs) – 2017

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Exterior, sob o regime de concessão, resultaram no reconhecimento de perdas no valor de R\$ 414, relacionadas, principalmente, ao campo de Hadrian South, nos Estados Unidos, devido à decisão da parada de produção e abandono permanente do campo. A taxa de desconto aplicada ao setor de exploração e produção, específica para os Estados Unidos, foi de 5,7% a.a.

f) 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.

g1) Comperj – 2018

No último plano de negócios aprovado pela Administração, a decisão sobre a retomada das obras referentes ao Trem 1 permanece 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), permanecem em andamento, 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 quarto trimestre de 2018, totalizando R\$ 180 no exercício de 2018.

g2) Comperj – 2017

Em 2017, a retomada do projeto Comperj ainda dependia de novas parcerias. Dessa forma, pelos mesmos motivos citados acima, a Companhia reconheceu a redução ao valor recuperável, em 2017, no montante de R\$ 167.

h1) 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.

h2) 2º trem de refino da RNEST – 2017

As nossas avaliações dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 1.507, decorrentes, principalmente: i) maior custo de aquisição de matéria-prima e ii) redução da margem de refino, previstos no PNG 2018-2022. A taxa de desconto aplicada ao setor de refino, considerando a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados, foi de 7,7% a.a.

i) Conecta e DGM – 2017

Considerando o atual cenário de preços e os contratos de fornecimento de gás natural no Uruguai, foram reconhecidas perdas por *impairment* no montante de R\$ 122, registrados no Ativo Intangível e Imobilizado, associadas à concessão de distribuição de gás natural da Conecta e DGM, subsidiárias no Uruguai.

j) Fábricas de Fertilizantes – 2017

A Administração, considerando a baixa perspectiva de sucesso na alienação de determinadas plantas, decidiu dar continuidade ao posicionamento estratégico de sair desse negócio. Como consequência, estes ativos passaram a ter sua recuperabilidade testada isoladamente, não sendo possível estimar fluxos de caixa futuros decorrentes do uso dessas plantas no horizonte do plano de negócios da companhia, resultando no reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de R\$ 1.337 em 2017, correspondendo ao valor contábil líquido desses ativos.

k) Navios Panamax – Transpetro – 2017

Em dezembro de 2017, a Administração da Transpetro decidiu pela hibernação por tempo indeterminado de três navios em construção da classe PANAMAX (EI-512, EI-513 e EI-514) e, como consequência, estes ativos deixaram de pertencer à UGC Conjunto de Navios da Transpetro e foram testados isoladamente. Com a hibernação, não é possível estimar fluxos de caixa futuros decorrentes do uso dos navios no horizonte do plano de negócios da companhia, resultando no reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de R\$ 364 em 2017, correspondendo ao valor contábil líquido desses ativos.

l) Araucária – 2017

Indicativos de desvalorização de alguns ativos decorrentes da deterioração das condições previstas para o mercado de fertilizantes, tais como aumento nos custos de produção e redução nos volumes e preços de vendas, resultaram em estimativa de fluxos de caixa negativos, levando a companhia reconhecer perdas por *impairment* de R\$ 226, principalmente no segundo trimestre de 2017. A taxa de desconto aplicada ao setor de fertilizantes foi de 6,6% a.a..

14.1.1. Valores contábeis de ativos próximos aos seus valores recuperáveis

Conforme descrito na nota 4.10, 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 estimados próximos aos seus valores contábeis e, com isso, estariam mais suscetíveis ao reconhecimento de perdas por *impairment* no futuro, em função de alterações significativas nas premissas:

Ativos próximos aos seus valores recuperáveis	Segmento	Valor Contábil	Valor recuperável	Consolidado
				31.12.2018
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (3 UGCs)	E&P	1.181	1.284	Sensibilidade (*) (25)

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

14.2. Ativos classificados como mantidos para venda

Em 2018, em decorrência da aprovação da Administração da companhia para alienação de investimentos, conforme nota explicativa 10.1, 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.

Em 2017, a companhia reconheceu uma perda no montante de R\$ 1.152, refletindo principalmente a cessão de 25% de participação no campo de Roncador, em função da diferença entre o valor da oferta e o valor contábil do ativo.

14.3. 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 pré-imposto, que deriva do WACC ou CAPM, conforme metodologia de aplicação.

14.3.1. Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores (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 2018, 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\$ 13.258, conforme descrito na nota explicativa 11.4. Em 31 de dezembro de 2018, 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\$ 3,64 para US\$ 1,00 em 2019 (convergindo para R\$ 3,37 a longo prazo);
- preço de petróleo Brent médio de US\$ 66 em 2019, alcançando US\$ 73 a 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 9,6%, em moeda constante; e
- redução na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com redução no longo prazo.

14.3.2. Investimento em Distribuidoras Estaduais de Gás Natural

Em 31 de dezembro de 2018 as avaliações de recuperabilidade não indicaram a existência de perdas por *impairment*, sendo o valor recuperável de R\$ 3.680, considerando uma taxa de desconto pós-imposto de 5,8%, em moeda constante.

14.3.3. Perdas em Investimentos

Em 2018, a companhia reconheceu em resultado de participações em investimento, reversão de perdas líquidas por desvalorização no total de R\$ 108, principalmente atribuíveis às investidas POGBV, e Refinaria de Petróleo Riograndense (RPR). Em 2017, a perda reconhecida foi de R\$ 64, principalmente atribuíveis às investidas Logum, Belém Bioenergia Brasil (BBB) e Refinaria de Petróleo Riograndense (RPR).

15. 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	
	31.12.2018	31.12.2017
Custos exploratórios reconhecidos no Ativo ^(*)		
Imobilizado		
Saldo inicial	14.957	16.728
Adições	1.308	2.543
Baixas	(38)	(345)
Transferências	(280)	(3.974)
Ajustes acumulados de conversão	62	5
Saldo final	16.009	14.957
Intangível	7.671	4.599
Total dos custos exploratórios reconhecidos no ativo	23.680	19.556

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

Novos bônus pagos e declarações de comercialidade de 2018 são detalhados na nota explicativa 13.

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	
	2018	2017
	Jan-Dez	Jan-Dez
Custos exploratórios reconhecidos no resultado		
Despesas com geologia e geofísica	1.203	1.154
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	317	893
Penalidades contratuais de conteúdo local	324	486
Outras despesas exploratórias	60	30
	1.904	2.563
Caixa utilizado nas atividades		
Operacionais	1.265	1.185
Investimentos	4.821	5.776
	6.086	6.961

No exercício findo em 31 de dezembro de 2018, a Petrobras reconheceu provisão de R\$ 324 (R\$ 486 em 2017) decorrente de potenciais penalidades contratuais pelo não atendimento aos percentuais mínimos exigidos de conteúdo local para 131 blocos com fase exploratória encerrada.

15.1. 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:

	Consolidado	
	2018	2017
Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência ^(*)		
Custos de prospecção capitalizados até um ano	331	367
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	15.677	14.590
Saldo final	16.008	14.957
Número de projetos com custos de prospecção capitalizados acima de um ano	49	54
		Número de poços
	2018	
2017	203	2
2016	1.115	4
2015	3.124	16
2014	4.033	16
2013 e anos anteriores	7.202	36
Saldo Total	15.677	74

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

Do total de R\$ 15.677 para 49 projetos que incluem poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, R\$ 14.857 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\$ 820 foram incorridos em custos referentes às atividades necessárias à avaliação das reservas e o possível desenvolvimento das mesmas.

16. Fornecedores

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Terceiros no país	15.530	12.144	12.636	9.651
Terceiros no exterior	6.092	4.564	3.071	2.934
Partes relacionadas	2.894	2.369	13.433	9.594
Saldo total no Passivo Circulante	24.516	19.077	29.140	22.179

Em 2018, o acréscimo em fornecedores no país deve-se basicamente ao incremento de operações de compras de petróleo, considerando a entrada de novos agentes no mercado nacional e o registro de acordos de individualização da produção. Em relação a fornecedores no exterior, destaca-se maiores importações de petróleo, derivados, gás natural e GNL, influenciados pelo comportamento das cotações internacionais e pela depreciação do real frente ao dólar.

17. Financiamentos

17.1. Saldo por tipo de financiamento

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Mercado Bancário	37.107	41.924	36.091	39.443
Mercado de Capitais	12.863	12.070	5.945	5.874
Bancos de fomento	12.967	18.428	4.796	6.634
Partes relacionadas	-	-	23.920	25.499
Outros	34	124	-	-
Total no país	62.971	72.546	70.752	77.450
Mercado Bancário	93.474	103.420	38.541	35.432
Mercado de Capitais	153.548	171.721	-	-
Bancos de fomento	157	-	157	-
Agência de Crédito à Exportação	15.038	12.142	1.744	1.711
Partes relacionadas	-	-	214.685	153.524
Outros	973	895	-	-
Total no exterior	263.190	288.178	255.127	190.667
Total de financiamentos	326.161	360.724	325.879	268.117
Circulante	14.207	23.160	105.527	74.724
Não circulante	311.954	337.564	220.352	193.393

Os contratos de financiamentos vigentes em 1º de janeiro de 2018, cujos termos contratuais foram objetos de trocas de dívidas que não envolveram liquidações financeiras e resultaram em modificações, em função dos seus respectivos termos não terem sido alterados substancialmente, tiveram seus valores remensurados para refletir a mudança de prática contábil descrita na nota explicativa 2.3.1, cujo efeito é um aumento de R\$ 800 no saldo de financiamentos em contrapartida de lucros acumulados.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

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

	Saldo final em 31.12.2016	Adoção do IFRS 9	Captações	Amortizações de Principal (*)	Amortizações de Juros (*)	Encargos incorridos no exercício (**)	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	(Ganhos)/perdas por modificação no fluxo	Saldo final em 31.12.2017
País	84.477	-	21.647	(33.986)	(7.324)	7.326	356	50	-	72.546
Exterior	300.512	-	60.033	(81.276)	(13.577)	15.498	3.439	3.549	-	288.178
Total	384.989	-	81.680	(115.262)	(20.901)	22.824	3.795	3.599	-	360.724

	Saldo final em 31.12.2017	Adoção do IFRS 9	Captações	Amortizações de Principal (*)	Amortizações de Juros (*)	Encargos incorridos no exercício (**)	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	(Ganhos)/perdas por modificação no fluxo	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
Total	360.724	800	38.533	(118.353)	(20.681)	20.867	5.111	39.206	(46)	326.161

Imobilizado a prazo	(510)	-	-
Reestruturação de dívida	-	(2.205)	-
Depósitos vinculados	-	-	(278)
Arrendamento financeiro	-	34	-
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	38.023	(120.524)	(20.959)

(*) Inclui pré-pagamentos.

(**) Inclui apropriações de ágios, deságios, custos de transações associados e realização de (ganhos) /perdas por modificação no fluxo.

Em linha com o Plano de Negócios e Gestão da companhia, os empréstimos e financiamentos vêm se destinando, principalmente, à liquidação de dívidas antigas e ao gerenciamento de passivos, visando 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 2018, a companhia captou R\$ 38.023, destacando-se: (i) captações no mercado bancário nacional e internacional, com prazos entre 4,5 anos e 6,5 anos, no valor total de R\$ 26.227, (ii) oferta de títulos no mercado de capitais internacional (Global Notes) com vencimentos em 2029, no valor de R\$ 6.359, (US\$ 1.962 milhões); e (iii) captação de R\$ 3.774, em financiamentos com agências de crédito à exportação.

Adicionalmente, a companhia liquidou diversos empréstimos e financiamentos, destacando-se: (i) a recompra e/ou resgate de R\$ 49.719, (US\$ 13.943 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\$ 1.015; (ii) o pré-pagamento de R\$ 55.116 de empréstimos no mercado bancário nacional e internacional; e (iii) pré-pagamento de R\$ 4.932 de financiamentos junto ao BNDES.

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

Vencimento em							Consolidado	
	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante	Total (**)	Valor justo
Financiamentos em Dólares (US\$)(*):	8.134	5.960	17.816	22.190	35.933	151.853	241.886	250.942
Indexados a taxas flutuantes	5.264	5.708	9.788	16.888	23.926	48.632	110.206	
Indexados a taxas fixas	2.870	252	8.028	5.302	12.007	103.221	131.680	
Taxa média dos Financiamentos	5,4%	5,9%	5,8%	5,7%	5,7%	6,5%	6,2%	
Financiamentos em Reais (R\$):	5.347	8.384	8.099	15.134	8.369	16.692	62.025	56.653
Indexados a taxas flutuantes	3.561	7.423	7.110	13.855	7.487	12.028	51.464	
Indexados a taxas fixas	1.786	961	989	1.279	882	4.664	10.561	
Taxa média dos Financiamentos	6,1%	6,1%	6,7%	6,5%	6,7%	5,9%	6,3%	
Financiamentos em Euro (€):	481	849	1.255	2.654	2.003	6.389	13.631	16.500
Indexados a taxas flutuantes	4	674	-	-	-	-	678	
Indexados a taxas fixas	477	175	1.255	2.654	2.003	6.389	12.953	
Taxa média dos Financiamentos	4,5%	4,6%	4,8%	4,9%	4,6%	4,6%	4,7%	
Financiamentos em Libras (£):	226	-	-	-	-	8.374	8.600	8.842
Indexados a taxas fixas	226	-	-	-	-	8.374	8.600	
Taxa média dos Financiamentos	5,9%	-	-	-	-	6,3%	6,2%	
Financiamentos Outras Moedas:	19	-	-	-	-	-	19	19
Indexados a taxas flutuantes	-	-	-	-	-	-	-	
Indexados a taxas fixas	19	-	-	-	-	-	19	
Taxa média dos Financiamentos	9,9%	-	-	-	-	-	9,9%	
Total em 31 de dezembro de 2018	14.207	15.193	27.170	39.978	46.305	183.308	326.161	332.956
Taxa média dos financiamentos	5,5%	5,9%	5,9%	5,8%	5,8%	6,4%	6,1%	
Total em 31 de dezembro de 2017	23.160	21.423	31.896	42.168	59.594	182.483	360.724	385.780
Taxa média dos financiamentos	5,6%	5,9%	5,9%	5,9%	5,7%	6,4%	6,1%	

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

(**) Em 31 de dezembro de 2018, o prazo médio de vencimento dos financiamentos é de 9,14 anos (8,62 anos em 31 de dezembro de 2017).

Em 31 de dezembro de 2018, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

- Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de R\$ 151.339 (R\$ 179.451, em 31 de dezembro de 2017); 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\$ 181.617 (R\$ 206.329, em 31 de dezembro de 2017).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 34.2.

17.4. 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 6,35 % a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 (6,16 % a.a no exercício findo em 31 de dezembro de 2017).

17.5. Linhas de Crédito

						Valor
Empresa	Instituição financeira	Data da abertura	Prazo	Contratado	Utilizado	Saldo
No exterior (Valores em US\$ milhões)						
PGT BV	CHINA EXIM	24/10/2016	23/05/2019	1.000	900	100
PGT BV	Sindicato de Bancos	07/03/2018	07/02/2023	4.350	-	4.350
PGT BV	Credit Agricole Corporate	12/04/2018	20/06/2019	400	222	178
Petrobras	New Development Bank	27/08/2018	27/08/2022	200	40	160
Total				5.950	1.162	4.788
No país						
Petrobras	Banco do Brasil	23/03/2018	26/01/2023	2.000	-	2.000
Petrobras	Bradesco	01/06/2018	31/05/2023	2.000	-	2.000
Petrobras	Banco do Brasil	04/10/2018	05/09/2025	2.000	-	2.000
Transpetro	BNDES	07/11/2008	12/08/2041	452	204	248
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	329	-	329
Total				6.781	204	6.577

Em 7 de março de 2018, a PGT assinou com um sindicato de 17 bancos, uma linha de crédito compromissada (*revolving credit facility*- RCF) no valor de US\$ 4,35 bilhões. Esta linha pode ser sacada imediatamente em caso de necessidade. Além disso, a Petrobras assinou três linhas, de R\$ 2 bilhões cada, duas com o Banco do Brasil e outra com o Bradesco, que também podem ser sacadas imediatamente a critério da companhia.

17.6. Covenants e Garantias

17.6.1. Covenants

Em 31 de dezembro de 2018, 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.

17.6.2. 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, os contratos de financiamento obtidos junto ao China Development Bank (CDB) também possuem garantias reais, conforme nota explicativa 19.5.

Os empréstimos obtidos por entidades estruturadas estão garantidas 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.

18. Arrendamentos mercantis

18.1. Recebimentos / pagamentos mínimos de arrendamento mercantil financeiro

					Consolidado	Controladora
	Valor futuro	Juros anuais	Recebimentos Valor presente	Valor futuro	Juros anuais	Pagamentos Valor presente
Compromissos estimados						
2019	478	(245)	233	174	(85)	89
2020 - 2023	1.804	(754)	1.050	433	(230)	203
2024 em diante	1.842	(344)	1.498	1.282	(859)	423
Em 31 de dezembro de 2018	4.124	(1.343)	2.781	1.889	(1.174)	715
Circulante			233			89
Não circulante			2.548			626
Em 31 de dezembro de 2018			2.781			715
Circulante			180			84
Não circulante			2.433			675
Em 31 de dezembro de 2017			2.613			759

18.2. Pagamentos mínimos de arrendamento mercantil operacional

Os arrendamentos mercantis operacionais 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.

	Consolidado	Controladora
2019	43.133	101.258
2020	34.801	49.729
2021	32.929	46.892
2022	27.878	40.841
2023	25.180	37.367
2024 em diante	205.653	258.146
Em 31 de dezembro de 2018	369.574	534.233
Em 31 de dezembro de 2017	304.398	485.306

Em 31 de dezembro de 2018, os saldos de contratos de arrendamento mercantil operacional 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\$ 212.435 no Consolidado e R\$ 213.028 na Controladora (R\$ 174.336 no Consolidado e R\$ 174.332 na Controladora, em 2017).

No exercício de 2018, a companhia reconheceu despesas com arrendamento mercantil operacional no montante de R\$ 26.129 no Consolidado e R\$ 39.509 na Controladora (R\$ 32.674 no Consolidado e R\$ 48.825 na Controladora em 2017).

As operações de arrendamento mercantil operacional tem como base normativa o CPC 06 (IFRS 16) a partir de 1º de janeiro de 2019, conforme nota explicativa 6.1.

19. 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 e em situações em que haja potencial conflito de interesses nestas operações, de forma a assegurar os interesses da companhia, alinhada à transparência nos processos e às melhores práticas de Governança Corporativa, com base nas seguintes regras e princípios:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

- Priorização dos interesses da companhia independente da contraparte no negócio;
- Aplicação de condições estritamente comutativas, prezando pela transparência, equidade e interesses da companhia;
- Condução de transações sem conflito de interesses e em observância às condições de mercado, especialmente no que diz respeito a prazos, preços e garantias, conforme aplicável, ou com pagamento compensatório adequado; e
- Divulgação de forma adequada e tempestiva em observância à legislação vigente.

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 destas 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.

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

	31.12.2018			31.12.2017		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Ativo						
Contas a receber						
Contas a receber, principalmente por vendas	13.451	-	13.451	11.776	-	11.776
Dividendos a receber	1.585	-	1.585	1.161	-	1.161
Operações de mútuo	-	22	22	-	34	34
Adiantamento para aumento de capital	-	254	254	-	-	-
Valores vinculados à construção de gasoduto	-	654	654	-	845	845
Arrendamentos mercantis financeiros	130	-	130	103	-	103
Outras operações	840	429	1.269	491	466	957
Ativos mantidos para venda	-	-	-	820	-	820
Adiantamento a fornecedores(*)	101	9.142	9.243	-	-	-
Total	16.107	10.501	26.608	14.351	1.345	15.696
Passivo						
Arrendamentos mercantis financeiros	(771)	(2.384)	(3.155)	(1.242)	(3.592)	(4.834)
Operações de mútuo (**)	(9.529)	-	(9.529)	-	(3.315)	(3.315)
Pré pagamento de exportação	(66.764)	(136.983)	(203.747)	(37.373)	(112.835)	(150.208)
Fornecedores	(13.390)	-	(13.390)	(9.525)	-	(9.525)
Compras de petróleo, derivados e outras	(8.147)	-	(8.147)	(5.001)	-	(5.001)
Afretamento de plataformas	(4.544)	-	(4.544)	(3.927)	-	(3.927)
Adiantamento de clientes	(699)	-	(699)	(597)	-	(597)
Outras operações	(42)	(452)	(494)	(69)	(439)	(508)
Passivos mantidos para venda	-	-	-	(44)	-	(44)
Total	(90.496)	(139.819)	(230.315)	(48.253)	(120.181)	(168.434)

(*) Inclui adiantamentos concedidos à PNBV e suas investidas para nacionalização das plataformas P-67, P69, P-74, P-75, P-76 e P-77, como parte do plano de transferência dos ativos das subsidiárias no exterior para a Petrobras (Repetro Sped) conforme nota explicativa 21.4 Novo modelo tributário para a indústria de petróleo e gás.

(**) Aumento relativo à operação de mútuo entre Petrobras e PGT realizada em dezembro de 2018.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

	2018 Jan-Dez	2017 Jan-Dez
Resultado		
Receitas, principalmente de vendas	164.630	134.264
Variações monetárias e cambiais líquidas	(10.237)	(4.405)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(11.390)	(10.297)
Total	143.003	119.562

19.2. Transações comerciais com Empresas do Sistema (controladora)

	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	31.12.2018 Ativo Total	31.12.2017 Ativo Total	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	31.12.2018 Passivo Total	31.12.2017 Passivo Total
Controladas (*)								
BR	1.714	-	1.714	1.566	(222)	-	(222)	(307)
PIB BV	5.649	137	5.786	6.330	(77.697)	(136.983)	(214.680)	(154.072)
Gaspetro	1.156	104	1.260	953	(435)	-	(435)	(372)
PNBV	3.524	9.157	12.681	1.812	(6.564)	-	(6.564)	(4.281)
Transpetro	557	161	718	1.011	(1.163)	-	(1.163)	(1.216)
Logigás	128	654	782	1.149	(142)	-	(142)	(238)
Termoelétricas	95	22	117	86	(187)	(639)	(826)	(1.012)
Fundo de Investimento Imobiliário	135	-	135	98	(141)	(1.109)	(1.250)	(1.483)
TAG	551	-	551	612	(1.344)	-	(1.344)	(1.068)
PDET Off Shore (**)	-	-	-	-	-	-	-	(837)
Outras Controladas	1.893	266	2.159	1.723	(1.227)	-	(1.227)	(679)
	15.402	10.501	25.903	15.340	(89.122)	(138.731)	(227.853)	(165.565)
Entidades estruturadas								
CDMPI	-	-	-	-	(478)	(636)	(1.114)	(1.562)
	-	-	-	-	(478)	(636)	(1.114)	(1.562)
Coligadas e Empreendimentos Controlados em Conjunto								
Empresas do Setor Petroquímico	326	-	326	172	(14)	-	(14)	(34)
Outras Coligadas e Empreendimentos Controlados em Conjunto	379	-	379	184	(882)	(452)	(1.334)	(1.273)
	705	-	705	356	(896)	(452)	(1.348)	(1.307)
Total	16.107	10.501	26.608	15.696	(90.496)	(139.819)	(230.315)	(168.434)

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

(**) Em 23 de agosto de 2017, a Petrobras adquiriu ações da PDET Off Shore S.A., que deixou de ser uma Entidade Estruturada para ser uma Controlada com 100% de participação. Em 11 de dezembro de 2018 a PDET Off Shore S.A. foi incorporada pela Petrobras.

19.2.1. Resultado

	2018 Jan-Dez	2017 Jan-Dez
Controladas		
BR	81.631	69.573
PIB BV	30.601	23.871
Gaspetro	9.135	7.565
PNBV	1.222	2.199
Transpetro	950	916
Logigás	108	32
Termoelétricas	(116)	(162)
Fundo de Investimento Imobiliário	(89)	(190)
TAG	84	205
PDET Off Shore	(96)	(100)
Outras Controladas	4.864	2.788
	128.294	106.697
Entidades estruturadas		
CDMPI	(265)	(310)
	(265)	(310)
Coligadas e Empreendimentos Controlados em Conjunto		
Empresas do Setor Petroquímico	14.395	12.782
Outras Coligadas e Empreendimentos Controlados em Conjunto	579	393
	14.974	13.175
Total	143.003	119.562

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

19.3. Taxas anuais de operações de mútuo

	Ativo		Controladora Passivo	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Até 5%	-	-	(9.529)	-
De 5,01% a 7%	-	-	-	(3.315)
Acima de 9,01%	22	34	-	-
Total	22	34	(9.529)	(3.315)

19.4. 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	
	31.12.2018	31.12.2017
Contas a receber, líquidas	9.845	14.222
Cessões de direitos creditórios	(23.920)	(25.499)
	2018	2017
	Jan-Dez	Jan-Dez
Receita Financeira FIDC-NP	834	1.179
Despesa Financeira FIDC-NP	(1.344)	(1.965)
Resultado financeiro	(510)	(786)

19.5. 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						31.12.2018	31.12.2017
	PGF ^(*)	PGT ^(**)	PNBV	TAG	Outros	Total	Total
2018	-	-	-	-	-	-	1.780
2019	1.281	-	-	-	-	1.281	7.926
2020	1.175	-	362	-	3.569	5.106	15.497
2021	9.030	-	484	-	654	10.168	22.722
2022	7.689	-	3.875	3.179	387	15.130	40.152
2023	14.097	5.102	2.360	-	970	22.529	28.994
2024 em diante	121.381	54.199	-	-	68	175.648	146.318
Total	154.653	59.301	7.081	3.179	5.648	229.862	263.389

(*) Petrobras Global Finance B.V., controlada da PIB BV.

(**) Petrobras Global Trading B.V., controlada da PIB BV.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

A PGT, subsidiária integral da Petrobras, presta garantia real em duas operações de financiamento que a Petrobras obteve junto ao China Development Bank (CDB), com vencimentos em 2026 e 2027, 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 até 2019, máximo 300.000 bbl/d de 2020 até 2026 e 100.000 bbl/d em 2027), sendo o valor da garantia limitado ao saldo devedor da dívida, que em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 38.825 (US\$ 10.020 milhões), e em 31 de dezembro de 2017 era R\$ 35.775 (US\$ 10.815 milhões).

Destaque-se que, em 30 de janeiro de 2018, foi liquidado o saldo de US\$ 2,8 bilhões do financiamento que vencia em 2019.

Em linha com o Plano de Negócios e Gestão da companhia, o alongamento dos prazos de garantia está associado à melhoria do perfil da dívida, conforme nota explicativa 17.

19.6. Investimentos em títulos de dívidas de controladas

Em 31 de dezembro de 2018, 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 controlada PDET e de entidades estruturadas consolidadas relacionados principalmente aos projetos CDMPI e Charter (além de títulos de dívida da PGF em 31 de dezembro de 2017), equivalentes a R\$ 5.744 (R\$ 4.675, em 31 de dezembro de 2017).

19.7. 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:

	31.12.2018		Consolidado 31.12.2017	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas				
Distribuidoras estaduais de gás natural	1.189	440	971	468
Empresas do setor petroquímico	350	26	194	53
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	1.102	2.882	587	2.286
Subtotal	2.641	3.348	1.752	2.807
Entidades governamentais				
Títulos públicos federais	7.588	-	5.631	-
Bancos controlados pela União Federal	28.846	40.035	19.317	49.375
Setor elétrico (nota explicativa 8.4)	17.051	-	17.362	1
Contas petróleo e álcool - créditos junto a União Federal	1.191	-	829	-
Subvenção do Diesel	1.550	-	-	-
União Federal (Dividendos)	-	1.254	-	-
Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA	-	557	-	-
Outros	248	474	149	716
Subtotal	56.474	42.320	43.288	50.092
Planos de Pensão	229	372	226	311
Total	59.344	46.040	45.266	53.210
Circulante	16.837	9.796	8.347	6.659
Não circulante	42.507	36.244	36.919	46.551

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	
	Jan-Dez 2018	Jan-Dez 2017
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas		
Distribuidoras estaduais de gás natural	8.464	7.040
Empresas do setor petroquímico	13.778	12.273
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	(3.287)	(2.043)
Subtotal	18.955	17.270
Entidades governamentais		
Títulos públicos federais	393	488
Bancos controlados pela União Federal	(3.234)	(4.678)
Setor elétrico	6.365	2.055
Contas petróleo e álcool - créditos junto a União Federal	362	4
Subvenção do Diesel	6.017	-
União Federal (Dividendos)	13	-
Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural – Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	(1.756)	-
Outros	513	705
Subtotal	8.673	(1.426)
Planos de Pensão	-	1
Total	27.628	15.845
Receitas, principalmente de vendas	32.327	23.995
Compras e serviços	(8.294)	(5.105)
Variações monetárias e cambiais líquidas	(1.150)	759
Receitas (despesas) financeiras líquidas	4.745	(3.804)
Total	27.628	15.845

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 12.4 para mais informações sobre o Contrato de Cessão Onerosa.

A companhia participou, no decorrer de 2018, de três processos competitivos e, posteriormente, do segundo leilão de venda de petróleos da União, todos promovidos pela Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural – Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA, representante da União. Nos três primeiros processos, foram adquiridos aproximadamente 200 mil m³ de petróleo Mero, enquanto que no contrato de longo prazo, de setembro de 2018 a agosto de 2021, decorrente do segundo leilão, o volume é da ordem de 1,781 milhão de m³ de petróleos Mero e Sapinhoá, com valor estimado de R\$ 2.942.

Em 27 de novembro de 2018, a Petrobras assinou contrato de locação com a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), para a concessão de uso de terreno de áreas onde está instalado o Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello – CENPES. Este contrato terá a duração de 50 anos, prorrogável por igual período, com um valor total estimado de R\$ 787.

19.7.1. 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 apuração da subvenção foi determinada em diferentes fases e parâmetros conforme apresentado a seguir:

Fase	Período	Metodologia de cálculo	Regulamentação
1ª fase	1º a 7 de junho de 2018	R\$ 0,07 centavos por litro	Decreto 9.392/2018
2ª fase	8 de junho a 31 de julho de 2018	Diferença entre o preço de referência estabelecido pela ANP (PR) e o preço de comercialização (PC), limitada à R\$ 0,30 centavos por litro	Decreto 9.403/2018
3ª fase	1º de agosto a 31 de dezembro de 2018	Diferença entre PR e PC limitada à R\$ 0,30 centavos por litro, levando em consideração PIS, Cofins e diferenças superiores ao limite apuradas anteriormente (parcela fixa)	Decreto 9.454/2018

O preço de referência determinado pela ANP tem como base a cotação internacional do diesel e do dólar norte-americano. A partir da terceira fase do programa, o subsídio ficou restrito à comercialização do óleo diesel rodoviário e sua apuração passou a considerar a chamada parcela fixa que reflete diferenças superiores a R\$ 0,30 anteriormente apuradas, além de PIS e COFINS.

O recebimento da subvenção foi condicionado à disponibilização à ANP de toda a informação necessária para comprovar regularidade fiscal e aplicação dos preços comercializados conforme legislação. A apuração da subvenção teve como base períodos de até trinta dias, sendo o ressarcimento em até quinze dias úteis após o recebimento de toda a documentação necessária em caso não retificação.

Em 10 de outubro de 2018, a ANP indeferiu o pagamento à companhia dos R\$ 63 referentes à subvenção econômica do período de 1º a 7 de junho de 2018, por entender que a companhia não atendeu aos seus requerimentos. A companhia está buscando medidas cabíveis visando possibilitar o reconhecimento e recebimento do referido montante.

O reconhecimento dessa receita ocorreu na medida em que o diesel foi vendido e entregue às distribuidoras, e o direito ao ressarcimento em função da venda foi reconhecido em contas a receber. A companhia reconheceu em 2018 o total de R\$ 6.017 como receita relativa ao programa (vide nota 25.2), 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.

19.7.2. 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 quitado 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.

Visando concluir o encontro de contas com a União, a Petrobras prestou todas as informações requeridas pela Secretaria do Tesouro Nacional - STN, para dirimir as divergências ainda existentes entre as partes.

Considerando-se esgotado o processo de negociação entre as partes, na esfera administrativa, a Administração da companhia decidiu pela cobrança judicial do referido crédito, para liquidação do saldo da conta petróleo e álcool, tendo, para isso, ajuizado ação em julho de 2011.

Na sentença judicial de 28 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.

Em 18 de julho de 2017, a União Federal ingressou com recurso de apelação no Tribunal Regional Federal (TRF).

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 há uma decisão definitiva pelo STF com relação ao IPCA-E. O ativo contingente referente à atualização com relação ao IPCA-E totaliza R\$ 1.033 em 31 de dezembro de 2018.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Em 31 de dezembro de 2018, o montante a ser ressarcido pela União Federal é de R\$ 1.191 (R\$ 829 em 31 de dezembro de 2017).

19.8. 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 2018 e 2017 foram as seguintes:

Remuneração do empregado	Expresso em reais	
	Dez/2018	Dez/2017
Menor remuneração	3.707,32	3.131,40
Remuneração média	18.892,94	18.151,73
Maior remuneração	103.659,27	99.490,61
Remuneração do dirigente da Petrobras (maior)	116.761,20	116.761,20

As remunerações totais dos membros do conselho de administração e da diretoria executiva da Petrobras Controladora têm por base as diretrizes estabelecidas pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - SEST, do Ministério da Economia, e pelo Ministério de Minas e Energia e são apresentadas a seguir:

	Jan-Dez/2018			Jan-Dez/2017		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	13,0	1,0	14,0	12,2	0,9	13,1
Encargos sociais	3,7	0,2	3,9	3,5	0,1	3,6
Previdência complementar	1,0	-	1,0	1,0	-	1,0
Remuneração variável	5,3	-	5,3	-	-	-
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	2,0	-	2,0	-	-	-
Remuneração total	25,0	1,2	26,2	16,7	1,0	17,7
Remuneração total - pagamento realizado	17,6	1,2	18,8	16,7	1,0	17,7
Número de membros - média no período ^(*)	7,92	10,08	18,00	7,92	9,00	16,92
Número de membros remunerados - média no período ^(**)	7,92	6,00	13,92	7,92	5,75	13,67

(*) Corresponde à média do período do número de membros apurados mensalmente.

(**) Corresponde à média do período do número de membros remunerados apurados mensalmente.

No exercício de 2018, a despesa consolidada com a remuneração total de diretores e conselheiros do Sistema Petrobras totalizou R\$ 88,9 (R\$ 77,4 no exercício de 2017).

A Assembleia Geral Ordinária da Petrobras, realizada em 26 de abril de 2018, fixou a remuneração dos administradores (Diretoria Executiva e Conselho de Administração) em até R\$ 28,3 como limite global de remuneração a ser paga no período compreendido entre abril de 2018 e março de 2019, além de aprovar o aumento do número de integrantes do Conselho de Administração que passou a contar com até 11 (onze) participantes.

A remuneração dos membros dos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração deve ser considerada à parte do limite global da remuneração fixado para os administradores, ou seja, os valores percebidos não são classificados como remuneração dos administradores.

Os honorários mensais do Comitê de Auditoria são fixados em 10% da remuneração média mensal dos membros da Diretoria Executiva, excluídos os valores relativos a adicional de férias e benefícios.

Em 4 de outubro de 2018, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou a reforma no Estatuto Social da Petrobras com a criação do Comitê de Auditoria Estatutário do Conglomerado Petrobras, em atendimento a Lei 13.303/16, visando exercer suas atribuições de auxiliar o conselho de administração nos assuntos das sociedades do Conglomerado Petrobras que não possuem CAE local. A remuneração foi fixada em 40% para o Presidente do Comitê e 30% para os demais membros, sobre a remuneração média mensal dos membros da Diretoria Executiva, excluídos os valores relativos a adicional de férias e benefícios.

Os membros do Conselho de Administração que participarem do Comitê de Auditoria Estatutário ou do Comitê de Auditoria Estatutário do Conglomerado Petrobras 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\$ 701 mil no período de janeiro a dezembro de 2018 (R\$ 841 mil, considerando os encargos sociais).

O Conselho de Administração aprovou o programa de remuneração variável (PRV) para os membros da Diretoria Executiva da Petrobras para o exercício de 2018. A remuneração a ser paga varia conforme o percentual de atingimento das metas financeiras e operacionais. Em 31 de dezembro, a companhia atingiu os pré-requisitos para gerar o pagamento diferido em cinco anos a partir de 2019, conforme prevê o programa.

O benefício motivado pela cessação do exercício do cargo no valor de R\$ 2 refere-se a quarentena remuneratória aprovada, pelo prazo de seis meses, em observância a Lei nº 12.813, de 16/05/2013, que dispõe sobre o conflito de interesses no exercício de cargo ou emprego do Poder Executivo Federal e impedimentos posteriores ao exercício do cargo ou emprego.

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\$ 1.955.

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; (iv) demais casos em que se configurar situação de manifesto conflito de interesse com a companhia. Vale destacar que após decisão final irreversível, 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 à potenciais conflitos de interesse, importante mencionar que a companhia poderá contratar 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.

20. Provisões para desmantelamento de áreas

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Saldo inicial	46.785	33.412	45.677	32.615
Revisão de provisão	15.722	13.522	15.730	13.272
Transferências referentes a passivos mantidos para venda (*)	(4.650)	(379)	(3.610)	(379)
Utilização por pagamentos	(1.761)	(2.265)	(1.761)	(2.183)
Atualização de juros	2.358	2.418	2.296	2.352
Outros	183	77	-	-
Saldo final	58.637	46.785	58.332	45.677

(*) 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 10.2.

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 2018, a revisão da provisão resultou em um aumento de R\$ 15,7 bilhões, em função principalmente dos seguintes fatores: (i) aumento de R\$ 5,7 bilhões atribuível à depreciação do Real frente ao Dólar norte americano, com impacto direto nos custos em dólar; (ii) aumento de R\$ 6,2 bilhões decorrente da revisão de escopo e cronograma de descomissionamentos intermediários, em campos produtores; (iii) aumento de R\$ 7 bilhões nos custos estimados para descomissionamentos de equipamentos, em curso ou próximos de serem executados. Estes fatores foram parcialmente compensados pelo efeito da postergação da vida útil econômica de alguns campos de produção no valor de R\$ 3 bilhões, cujo acréscimo decorreu de melhores preços estimados para as correntes de petróleo, revisão da estimativa futura de declínio da produção e menores custos operacionais.

21. Tributos

21.1. Tributos correntes

Imposto de renda e contribuição social		Consolidado					
		Ativo Circulante		Passivo Circulante		Passivo Não Circulante	
		31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
No país							
Tributos sobre o lucro		2.840	1.464	257	130	-	-
Programas de regularização de débitos federais		-	-	216	753	2.139	2.219
		2.840	1.464	473	883	2.139	2.219
No exterior		23	120	344	107	0	-
Total		2.863	1.584	817	990	2.139	2.219

Demais impostos e contribuições		Consolidado							
		Ativo circulante		Ativo não circulante		Passivo circulante		Passivo não circulante*	
		31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Impostos no país:									
ICMS / ICMS diferido		3.028	3.089	2.714	2.338	3.574	3.377	-	-
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido		1.714	2.711	10.337	7.548	1.196	2.711	-	-
CIDE		84	47	-	-	195	344	-	-
Participação especial/Royalties		-	-	-	-	6.807	5.311	-	-
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte		-	-	-	-	1.194	520	-	-
Programas de regularização de débitos federais (**)		-	-	-	-	6	2.144	-	-
Outros		134	566	612	237	712	545	414	284
Total no país		4.960	6.413	13.663	10.123	13.684	14.952	414	284
Impostos no exterior		60	65	54	48	94	94	-	-
Total		5.020	6.478	13.717	10.171	13.778	15.046	414	284

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

(**) Valor de R\$ 6 referente à REFIS (Programa de Recuperação Fiscal)

21.2. 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 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.

Medida Provisória	Convertida em Lei	Programas	Débitos Existentes	Benefício de Redução	Valor a ser pago, após benefício
766/17	-	Instituiu o Programa de Regularização Tributária (PRT) (*)	1.660	-	1.660
783/17	13.496/17	Instituiu o Programa Especial de Regularização Tributária (PERT)	7.259	3.285	3.974
780/17	13.494/17	Instituiu o Programa de Regularização de Débitos não Tributários (PRD)	1.076	358	718
795/17	13.586/17	Regularização de IRRF sobre remessas ao exterior para pagamento de afretamento de embarcações	28.141	26.418	1.723
			38.136	30.061	8.075

(*) Benefício de quitação de 80% dos débitos com créditos de prejuízo fiscal

A seguir está apresentada a movimentação das obrigações da companhia referentes aos programas de regularização de débitos federais:

	31.12.2017	Pagamento	Prejuízo Fiscal	Atualização Monetária	Outros	Consolidado 31.12.2018
PRT						
IRPJ/CSLL	507	-	(504)	-	1	4
PERT						
IRPJ/CSLL	2.461	(207)	-	156	(59)	2.351
Outros tributos	131	(195)	-	7	57	-
	2.592	(402)	-	163	(2)	2.351
PRD						
Participações especiais e royalties	288	(310)	-	6	16	-
Lei nº 13.586/17						
IRRF	1.723	(1.835)	-	62	50	-
Total	5.110	(2.547)	(504)	231	65	2.355
Circulante	2.891					216
Não Circulante	2.219					2.139

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

	2019	2020	2021	2022	2023	A partir de 2024	Consolidado Total
PRT	4	-	-	-	-	-	4
PERT	212	212	212	212	212	1.291	2.351
TOTAL	216	212	212	212	212	1.291	2.355

21.2.1. Programa de Regularização Tributária (PRT)

O PRT permitiu a inclusão de débitos de natureza tributária e não tributária, junto à RFB e PGFN, vencidos até 30 de novembro de 2016.

A companhia incluiu neste programa processos na esfera administrativa, cujas expectativas de perdas, em sua maioria, eram consideradas como prováveis, no montante de R\$ 1.660, sendo R\$ 332 em espécie e R\$ 1.328 com o benefício da utilização de créditos de prejuízo fiscal, dos quais R\$ 507 restou para compensação tão logo fosse publicada a regulamentação da consolidação do PRT pela RFB.

Com a adesão, em maio de 2017, houve a reversão dos processos judiciais provisionados no montante de R\$ 1.560 e o impacto negativo de resultado foi de R\$ 264, líquido de efeitos fiscais.

Em junho de 2018, ocorreu a regulamentação por meio da Instrução Normativa nº 1.809/18, sendo a referida compensação realizada ao final de junho de 2018.

21.2.2. Programa Especial de Regularização Tributária (PERT)

O PERT permitiu a inclusão de débitos de natureza tributária e não tributária, junto à RFB e à PGFN, vencidos até 30 de abril de 2017, constituídos ou não, em discussão administrativa ou judicial.

A companhia incluiu inicialmente neste programa o processo judicial de R\$ 6.541, relacionado ao auto de infração da RFB sobre a dedutibilidade integral das obrigações assumidas pela companhia em 2008 nos Termos de Compromissos Financeiros (TCF), celebrados com a Petros e entidades representantes dos empregados, na base de cálculo do IRPJ e da CSLL, optando pela modalidade de pagamento de 20% até 31 de dezembro de 2017 e o restante, com reduções, em 145 parcelas mensais e sucessivas, acrescida de juros, a partir de janeiro de 2018. Adicionalmente, com a prorrogação do prazo de adesão, através da Medida Provisória 807/17, a companhia incluiu débitos administrativos pela RFB que tiveram decisões desfavoráveis, com alteração de sua expectativa de perda provável, no montante de R\$ 718, que após benefícios de reduções foram liquidados no montante de R\$ 394, com pagamento de R\$ 325 até janeiro de 2018 e o saldo remanescente em 141 parcelas.

Dessa forma, o impacto negativo no resultado de 2017 foi de R\$ 5.905, após adesão líquida dos efeitos fiscais, revisão do procedimento adotado pela Petrobras para os exercícios de 2012 a 2017, que não gerou efeito sobre o caixa, mas apenas sobre o saldo do prejuízo fiscal, além de atualização monetária.

21.2.3. Programa de Regularização de Débitos não Tributários (PRD)

O PRD abrange débitos de natureza não tributária, em discussão administrativa ou judicial, junto a autarquias e fundações públicas federais, vencidos até 25 de outubro de 2017.

A companhia incluiu neste programa débitos relativos a participações especiais e royalties incidentes sobre a produção de petróleo e gás natural, cujas expectativas de perda estavam classificadas como prováveis, no total de R\$ 1.076, que após aplicados os benefícios de redução de juros, multas e encargos legais, foram liquidados com pagamento de R\$ 718, do qual R\$ 288 foi em janeiro de 2018 atualizado pela taxa SELIC. Dessa forma, o impacto negativo no resultado de 2017 foi de R\$ 519, após adesão líquida dos efeitos fiscais.

21.2.4. Programa de Parcelamento instituído pelo art. 3º da Lei nº 13.586/17

Por meio da Lei nº 13.586 de 28 de dezembro de 2017 foi instituído programa de parcelamento para pagamento do IRRF sobre remessas ao exterior referentes a contratos de afretamento de embarcações que excederam aos percentuais legais, possibilitando assim a regularização de fatos geradores ocorridos no período de 2008 a 2014.

A companhia decidiu pela adesão ao programa, baseada nos benefícios econômicos identificados, bem como na possibilidade de encerramento das contingências e das potenciais discussões sobre o tema junto ao fisco federal. Assim, a companhia realizou o pagamento de R\$ 1.723 em 12 parcelas de R\$ 144, acrescidas de juros atualizados pela taxa SELIC. Dessa forma, o impacto negativo no resultado de 2017 foi de R\$ 1.137, após adesão líquida dos efeitos fiscais.

21.2.5. Efeitos dos programas no resultado do exercício de 2017

	Consolidado				
	PRT	PERT	PRD	Lei nº 13.586/17	Total
Custo dos produtos e serviços vendidos	-	-	(412)	-	(412)
Despesa tributária	(544)	(1.169)	(80)	(1.048)	(2.841)
Resultado financeiro	(802)	(990)	(226)	(675)	(2.693)
IRPJ/CSLL - principal do auto de infração	(314)	(1.815)	-	-	(2.129)
Total da adesão com redução	(1.660)	(3.974)	(718)	(1.723)	(8.075)
Efeito de PIS/COFINS sobre valor da anistia	-	(222)	(21)	-	(243)
IRPJ/CSLL - benefício fiscal por dedutibilidade, líquido	(164)	614	220	586	1.256
Outras despesas operacionais - reversão de provisão ^(*)	1.560	35	-	-	1.595
Adesão Líquida com efeitos fiscais	(264)	(3.547)	(519)	(1.137)	(5.467)
IRPJ/CSLL - reversão do prejuízo fiscal (2012 a 2017)	-	(2.287)	-	-	(2.287)
Efeito total na adesão	(264)	(5.834)	(519)	(1.137)	(7.754)
Atualização monetária	-	(71)	-	-	(71)
Efeito total no resultado	(264)	(5.905)	(519)	(1.137)	(7.825)

21.3. Programas de anistias estaduais

No exercício findo em 2018, 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 (*)
TO	3.346/18	Redução de 90% dos débitos cujos montantes totais decorram exclusivamente de multa ou juros ou de ambos.	18	(11)	7
RN	27.679/2018 10.341/2018	Redução de 95% de multa e de 80% dos juros garantidos pela legislação e remissão de 50% de crédito tributário de ICMS	796	(678)	118
SE	8.458/18	Redução de 90% das multas punitivas e moratórias e dos juros de mora.	977	(848)	129
MT	10.433/16 e 1.630/18	Redução de 75% de multa e juros garantidos pela legislação	405	(188)	217
BA	14.016/18	Redução de 90% das multas punitivas e moratórias e dos juros de mora.	1.042	(771)	270
RJ	182/18	Redução de 50% dos juros de mora e de 70% ou 85% das multas relativos ao ICMS, com os respectivos encargos.	1.459	(718)	741
RS	54.346/2018	Redução de até 85% da multa e em até 40% dos juros.	3	(1)	2
			4.699	(3.215)	1.484

(*) Valores reconhecidos em despesas tributárias (R\$ 1.120) e despesas financeiras (R\$ 364)

21.4. Novo modelo tributário para a indústria de petróleo e gás

Em 28 de dezembro de 2017, foi promulgada a Lei nº 13.586, que define 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, estabelece um novo regime especial para exploração, desenvolvimento e produção de óleo, gás e outros hidrocarbonetos líquidos, chamado Repetro-Sped.

Devido à 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. Portanto, a companhia iniciou a transferência, que ocorrerá até 2020, da propriedade dos ativos de petróleo e gás incluídos no Repetro, de subsidiárias estrangeiras, para a controladora no Brasil. Desta forma, um ativo não possui a necessidade de retorno ao exterior ao fim do contrato, eliminando seu futuro custo de remoção. Esse incentivo viabilizou a migração de todos os bens adquiridos no antigo REPETRO para o recém-criado REPETRO-Sped, com menor custo operacional e financeiro para a companhia. O regime expirará em dezembro de 2040.

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.

21.5. 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	
	2018	2017	2018	2017
Lucro do exercício antes dos impostos	43.776	6.174	37.382	5.119
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	(14.884)	(2.099)	(12.710)	(1.740)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:				
Juros sobre capital próprio, líquidos (*)	2.293	51	2.101	(168)
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	1.306	2.154	-	-
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior (**)	(139)	(227)	(164)	(227)
Incentivos fiscais	273	541	169	13
Prejuízos fiscais não reconhecidos	(1.825)	(475)	(14)	-
Exclusões/(adições) permanentes, líquidas (***)	(3.099)	(1.564)	(68)	526
Adesão aos programas de regularização de tributos federais (****)	-	(4.415)	-	(4.231)
Efeito sobre acordo com as autoridades norte americanas	(1.161)	-	(1.161)	-
Outros	159	237	245	262
Imposto de renda e contribuição social	(17.078)	(5.797)	(11.603)	(5.565)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(2.787)	(1.452)	(398)	(4.071)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(14.291)	(4.345)	(11.205)	(1.494)
Total	(17.078)	(5.797)	(11.603)	(5.565)
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	39,0%	93,9%	31,0%	108,7%

(*) Inclui valores recebidos de empresas não consolidadas, bem como pagos a acionistas não controladores.

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

(***) Inclui equivalência patrimonial e despesa atuarial com plano de saúde.

(****) Em 2017, refere-se a "IRPJ/CSLL - principal do auto de infração" e "IRPJ/CSLL - reversão do prejuízo fiscal (2012 a 2017)", conforme nota explicativa 21.2.5.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

21.6. 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:

	Imobilizado		Empréstimos, contas a receber / pagar e financiamentos	Arrendamentos mercantis financeiros	Provisão para processos judiciais	Prejuízos fiscais	Estoques	Benefícios concedidos a empregados	Outros	Consolidado Controladora	
	Custo com prospecção e desmantelamento de áreas	Outros (*)								Total	Total
Em 1º de janeiro de 2017	(36.518)	3.055	11.446	(294)	3.676	19.684	1.398	9.807	928	13.182	4.873
Reconhecido no resultado do exercício	1.148	(4.108)	(3.569)	(200)	3.671	888	434	-	446	(1.290)	(4.070)
Reconhecido no patrimônio líquido (**)	-	-	(2.718)	-	-	(223)	-	(892)	28	(3.805)	(2.827)
Ajuste acumulado de conversão	-	10	-	-	-	88	-	-	-	98	-
Utilização de créditos tributários	-	-	-	-	-	(873)	-	-	-	(873)	(841)
Outros	-	(598)	(51)	64	(67)	386	51	(31)	351	105	103
Em 31 de dezembro de 2017	(35.370)	(1.641)	5.108	(430)	7.280	19.950	1.883	8.884	1.753	7.417	(2.762)
Adoção inicial IFRS 9	-	-	388	-	-	-	-	-	15	403	105
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)
Impostos diferidos ativos										11.373	-
Impostos diferidos passivos										(3.956)	(2.762)
Em 31 de dezembro de 2017										7.417	(2.762)
Impostos diferidos ativos										10.384	-
Impostos diferidos passivos										(2.536)	(1.028)
Em 31 de dezembro de 2018										7.848	(1.028)

(*) Inclui, principalmente, ajustes de perda no valor de recuperação de ativos e juros capitalizados.

(**) Os valores reconhecidos como empréstimos, contas a receber/pagar e financiamentos, referem-se ao efeito tributário sobre a variação cambial registrada em outros resultados abrangentes (*hedge* de fluxo de caixa), conforme nota explicativa 34.2.

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 de Negócios e Gestão – 2019-2023, 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 PNG.

Em 31 de dezembro de 2018, 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
2019	1.039	(343)	-	-
2020	1.494	(245)	-	-
2021	1.798	(83)	-	-
2022	1.917	105	-	-
2023	2.017	1.249	-	1.028
2024 em diante	2.119	1.853	-	-
Parcela registrada contabilmente	10.384	2.536	-	1.028
País	12	-	-	-
Exterior	5.703	-	-	-
Parcela não registrada contabilmente	5.715	-	-	-
Total	16.099	2.536	-	1.028

Em 31 de dezembro de 2018, a companhia possuía créditos tributários no exterior não registrados no montante de R\$ 5.703 (R\$ 8.799 em 31 de dezembro de 2017), 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\$ 5.416 (R\$ 7.837 em 31 de dezembro de 2017) e na Espanha no valor de R\$ 267 (R\$ 959 em 2017).

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

Ano	Créditos tributários não registrados
2020	56
2021	140
2022	5
2023	51
2024	35
2025	14
2026	263
2027	302
2028	342
2029	377
2030 em diante	4.118
Total	5.703

22. Salários, férias, encargos e participações

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

	Consolidado		Controladora	
	2018	2017	2018	2017
Provisão de férias	3.025	2.794	2.546	2.364
Participação nos lucros ou resultados	1.375	457	1.190	394
Programa de remuneração variável de empregados	1.041	-	1.004	-
Plano de incentivo ao desligamento voluntário	141	112	58	104
Salários, encargos e outras provisões	844	968	679	800
Total	6.426	4.331	5.477	3.662

22.1. Participação nos lucros ou resultados

A companhia provisionou PLR no exercício de 2018 o montante de R\$ 1.639, sendo R\$ 1.608 relacionado a metodologia do grupo Petrobras e R\$ 31 de outras metodologias. A movimentação é apresentada no quadro a seguir:

	Consolidado		
	Metodologia Grupo Petrobras	Outras metodologias	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2017	455	2	457
Provisão PLR 2017 - revisão de provisão	25	-	25
Pagamento de PLR 2017	(480)	(7)	(487)
Provisão PLR 2018	1.608	31	1.639
Adiantamento de PLR 2018	(234)	(25)	(259)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	1.374	1	1.375

A metodologia de PLR do Grupo Petrobras tem por base as disposições legais vigentes, as diretrizes estabelecidas pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - SEST, do Ministério da Economia, aprovação do Ministério de Minas e Energia e o Acordo Coletivo celebrado com as entidades sindicais, estando relacionada ao lucro líquido consolidado atribuível aos acionistas da Petrobras.

O montante a ser distribuído aos empregados a título de PLR é calculado com base no resultado de seis indicadores corporativos cujas metas são definidas a cada ano pela Diretoria Executiva da companhia e aprovadas pelo Conselho de Administração durante a revisão do Plano Anual de Negócio - PAN. Os indicadores são: (i) Volume Total de Petróleo e Derivados Vazados; (ii) Custo Unitário de Extração sem Participação Governamental-Brasil; (iii) Produção de Óleo e LGN-Brasil; (iv) Carga Fresca Processada-Brasil; (v) Eficiência das Operações com Navio; e (vi) Atendimento à Programação de Entrega de Gás Natural. Caso a empresa não tenha lucro e todas as metas sejam alcançadas, o valor a ser pago individualmente será de metade da remuneração mensal do empregado acrescido de metade do menor valor pago da PLR no exercício anterior, conforme disposto no acordo assinado com os sindicatos e válido até março de 2019.

Em 31 de dezembro de 2018, o atingimento das metas individuais deste conjunto de indicadores levou a um resultado global de 100%, e isso corresponde a um montante de distribuição de 6,25% que, aplicado sobre o lucro líquido consolidado atribuível aos acionistas da Petrobras, totalizou R\$ 1.608 a ser distribuído aos empregados. Em 2017, a companhia apurou prejuízo, porém, todas as metas estabelecidas foram alcançadas e, portanto, foi provisionado o valor de R\$ 455 equivalente à metade da remuneração mensal dos empregados.

As empresas Liquigás, FCC e Ibitermo possuem outras metodologias cujo montante provisionado em 2018 foi de R\$ 31.

22.2. Programa de remuneração variável de empregados

A companhia possui um programa de remuneração variável dos empregados – PRVE com foco na meritocracia e com objetivo de estimular o potencial dos empregados para obtenção de melhores resultados para a Petrobras.

O PRVE será pago em parcela única, caso a companhia apresente lucro líquido contábil positivo e alcance ao menos 90% das metas de topo estabelecidas no PNG 2018-2022 combinado com atingimento do resultado global de desempenho do empregado e das metas das áreas. O PRVE não altera nem exclui o eventual pagamento de Participação nos Lucros ou Resultados (PLR) acordada com as entidades sindicais. Caso o valor efetivamente pago de PLR por empregado seja superior ao valor do PRVE, não haverá o pagamento de qualquer valor relativo a este programa.

Em 31 de dezembro de 2018, a companhia alcançou as metas de topo e destinou para o programa o montante de R\$ 1.041 (R\$ 1.004 na controladora), registrado em outras despesas operacionais, sendo o pagamento condicionado ao atingimento do resultado global por parte do empregado, conforme condições previstas no programa. Em 2017, a companhia apurou prejuízo, portanto não houve pagamento relativo ao programa.

22.3. Novo Plano de Carreiras e Remuneração (PCR)

Em 2 de julho de 2018, a companhia apresentou aos seus empregados o Plano de Carreiras e Remuneração (PCR), uma modernização no modelo de carreira e remuneração com objetivo de ajustar as novas iniciativas de gestão de pessoas às necessidades de negócio atuais e futuras da companhia, além de atender às demandas dos próprios empregados por reconhecimento e modelos de trabalho mais inovadores.

O novo plano aprimora a gestão de pessoas da companhia, com uma série de critérios que permite maior valorização e reconhecimento das competências e desempenhos, ampla mobilidade e desenvolvimento profissional dos seus empregados.

O programa também resulta em um maior alinhamento com práticas sugeridas pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST), cuja adesão ao PCR foi realizada pelos empregados, de forma voluntária, no período de 2 de julho a 14 de setembro de 2018, exceto em casos específicos.

A companhia concedeu um abono aos empregados que aderiram ao PCR com o intuito de obter o maior número de adesões ao novo plano. Estima-se que o custo do incentivo seja compensado num médio prazo por meio da aplicação das melhores práticas de reconhecimento e recompensa.

Durante o segundo semestre de 2018, a companhia desembolsou R\$ 1.156, registrado em outras despesas operacionais, referentes aos 39.781 empregados que aderiram ao programa em 2018.

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

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

	Consolidado		Controladora	
	2018	2017	2018	2017
Passivo				
Plano de pensão Petros	-	35.487	-	33.559
Plano de pensão Petros Repactuados	27.711		26.136	
Plano de pensão Petros Não Repactuados	11.161		10.466	
Plano de pensão Petros 2	1.591	861	1.295	687
Plano de saúde AMS	47.411	35.732	43.980	32.930
Outros planos	275	132	-	-
Total	88.149	72.212	81.877	67.176
Circulante	3.137	2.791	2.976	2.657
Não Circulante	85.012	69.421	78.901	64.519
Total	88.149	72.212	81.877	67.176

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 do Sistema Petrobras (PPSP)

O PPSP é um plano de previdência de benefício definido, instituído pela Petrobras em julho de 1970, que assegura aos participantes uma complementação do benefício concedido pela Previdência Social, e é direcionado atualmente aos empregados da Petrobras e da 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 15 de fevereiro de 2018, a Superintendência Nacional de Previdência Complementar (Previc) autorizou a cisão do PPSP, que ocorreu em 1º de abril de 2018, com a divisão em dois novos planos independentes: PPSP – Repactuados (PPSP-R) e PPSP – Não Repactuados (PPSP-NR).

Em 31 de dezembro de 2018, 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\$ 12.661 (R\$ 12.247 na Controladora). 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\$ 17.421.

Para o exercício de 2019, para os planos (PPSP-R e PPSP-NR), as contribuições esperadas somaram R\$ 763 (R\$ 721 na Controladora) e o pagamento de juros sobre os TCFs, R\$ 755 (R\$ 730 na Controladora). Os custos previstos, com atualização da provisão atuarial, somaram R\$ 3.246 (R\$ 3.047 na Controladora), sendo apropriados, mensalmente a parcela de 1/12 avos, no resultado.

A duração média do passivo atuarial dos planos (PPSP-R e PPSP-NR), em 31 de dezembro de 2018, é de 13,08 anos e 11,69 anos, respectivamente (12,51 anos em 31 de dezembro de 2017 – PPSP antes da cisão).

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 iniciaram em março de 2018, exceto as que estão suspensas por força de decisão judicial. No exercício findo em 31 de dezembro de 2018, a companhia desembolsou R\$ 607 (R\$ 562 na Controladora) 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 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 1 de abril de 2018.

Cisão do Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP) em dois novos planos independentes (PPSP-Repactuados e PPSP-Não Repactuados)

A cisão teve origem nos processos de repactuação das regras do PPSP, ocorridos nos anos de 2006-2007 e 2012, quando os participantes tiveram a opção de escolher entre a alteração ou não das regras de reajuste do seu benefício. Neste processo, cerca de 75% dos participantes do plano aceitaram mudar a forma de reajuste e passaram a ter a correção de seu benefício vinculada apenas à inflação (variação do IPCA). E os demais, que não repactuaram, continuaram com o benefício atrelado aos reajustes de salário dos trabalhadores ativos da Petrobras e demais patrocinadoras do plano.

O saldo do Plano Petros foi transferido para os novos planos (PPSP-R e PPSP-NR) considerando a proporção dos compromissos futuros com cada grupo de participantes. Os respectivos passivos atuariais foram recalculados, individualmente, pelos atuários independentes somente na avaliação atuarial anual para o exercício de 2018.

A movimentação destes eventos está demonstrada a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

	Consolidado 2018			
	Petros	PPSP - Repactuados	PPSP - Não Repactuados	Total
Movimentação do valor presente das obrigações atuariais				
Obrigação atuarial no início do exercício	82.968	-	-	82.968
Custo dos juros	1.916	-	-	1.916
Custo do serviço	76	-	-	76
Contribuições de participantes	279	-	-	279
Benefícios pagos	(1.621)	-	-	(1.621)
Saldo em 31 de março de 2018	83.618	-	-	83.618
Transferência decorrente da cisão	(83.618)	62.954	20.664	-
Custo dos juros	-	4.333	1.416	5.749
Custo do serviço	-	202	27	229
Contribuições de participantes	-	828	261	1.089
Benefícios pagos	-	(3.337)	(2.984)	(6.321)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência *	-	(4.907)	(112)	(5.019)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	-	23	270	293
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	-	4.569	1.274	5.843
Obrigação atuarial no fim do exercício em 31 de dezembro de 2018	-	64.665	20.816	85.481
Movimentação no valor justo dos ativos do plano				
Ativos do plano no início do exercício	47.481	-	-	47.481
Receita de juros	1.091	-	-	1.091
Contribuições pagas pela empresa	302	-	-	302
Contribuições de participantes	279	-	-	279
Benefícios pagos	(1.621)	-	-	(1.621)
Saldo em 31 de março de 2018	47.532	-	-	47.532
Transferência decorrente da cisão	(47.532)	35.857	11.675	-
Receita de juros	-	2.474	801	3.275
Contribuições pagas pela empresa	-	867	279	1.146
Contribuições de participantes	-	828	261	1.089
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	-	534	204	738
Benefícios pagos	-	(3.337)	(2.984)	(6.321)
Remensuração: Retorno sobre os ativos excedente a receita de juros	-	(269)	(581)	(850)
Ativos do plano no fim do exercício em 31 de dezembro de 2018	-	36.954	9.655	46.609
Valores reconhecidos no balanço patrimonial				
Valor presente das obrigações	-	64.665	20.816	85.481
(-) Valor justo dos ativos do plano	-	(36.954)	(9.655)	(46.609)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	-	27.711	11.161	38.872
Movimentação do passivo atuarial líquido				
Saldo em 1º de janeiro	35.487	-	-	35.487
Efeitos de remensuração reconhecidos em ORA **	-	(46)	2.013	1.967
Custo do serviço	76	202	27	305
Juros líquidos sobre passivo/(ativo) líquido	825	1.859	615	3.299
Pagamento de contribuições	(302)	(867)	(279)	(1.448)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	-	(534)	(204)	(738)
Transferência decorrente da cisão	(36.086)	27.097	8.989	-
Saldo em 31 de dezembro	-	27.711	11.161	38.872

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

** ORA - Outros Resultados Abrangentes

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 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 2018, a contribuição da companhia para parcela de contribuição definida totalizou R\$ 950 (R\$ 824 na Controladora).

A parcela da contribuição com característica de benefício definido está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2019, 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 2019, são de R\$ 987 (R\$ 843 na Controladora), referentes à parcela de contribuição definida. Os custos previstos, com atualização da provisão atuarial, são de R\$ 309 (R\$ 251 na Controladora), sendo apropriados, mensalmente a parcela de 1/12 avos, no resultado.

A duração média do passivo atuarial do plano, em 31 de dezembro de 2018, é de 42,48 anos (43,53 anos em 31 de dezembro de 2017).

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.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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Segmento	PPSP-R		PPSP-NR		PP2	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Renda fixa	50%	100%	45%	100%	55%	70%
Renda variável	-	25%	-	30%	5%	12%
Investimentos estruturados	-	4%	-	4%	-	6%
Imóveis	-	12%	-	12%	-	2%
Empréstimos a participantes	-	8%	-	8%	2%	5%
Investimentos no exterior	-	-	-	-	-	5%

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

Categoria do Ativo	2018				Consolidado 2017	
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	%	Valor justo total ^(*)	%
Recebíveis	-	4.211	4.211	9	3.769	8
Renda fixa	25.272	4.800	30.072	61	28.733	58
Títulos públicos	25.272	-	25.272	-	22.308	-
Fundos de renda fixa	-	3.642	3.642	-	6.005	-
Outros investimentos	-	1.158	1.158	-	420	-
Renda variável	8.063	492	8.555	17	10.461	21
Ações à vista	8.063	-	8.063	-	9.518	-
Outros investimentos	-	492	492	-	943	-
Investimentos Estruturados	-	920	920	2	1.235	2
Imóveis	-	3.214	3.214	7	3.456	7
	33.335	13.637	46.972	96	47.654	96
Empréstimos a participantes	-	2.064	2.064	4	2.050	4
Total	33.335	15.701	49.036	100	49.704	100

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

Em 31 de dezembro de 2018, os investimentos incluem debêntures, no valor de R\$ 42, além de ações ordinárias, no valor de R\$ 12, todos emitidos por empresas do Sistema Petrobras, e imóveis alugados pela companhia no valor de R\$ 1.332.

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

A companhia vem aprimorando o modelo de supervisão sobre a Fundação Petros com destaque para: melhorias dos controles internos quanto ao acompanhamento sobre a análise da carteira de investimentos e criação de comitês específicos com finalidade de assessoria técnica aos membros indicados pela patrocinadora aos Conselhos Deliberativos e Fiscal, em conformidade com a Resolução nº9 de 10 de maio de 2016 da CGPAR que estabelece atividades que devem ser desempenhadas pelo Conselho de Administração e pela Diretoria Executiva da companhia sobre o Fundo de Pensão em que ela patrocina.

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

A Petrobras, 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 2018, é de 22,24 anos (22,08 anos em 31 de dezembro de 2017).

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.

23.1. 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)

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

	2018					Consolidado 2017				
	Planos de pensão		Plano de saúde - AMS	Outros planos	Total	Planos de pensão		Plano de saúde - AMS	Outros planos	Total
	Planos BD (*)	Petros 2				Petros	Petros 2			
Movimentação do valor presente das obrigações atuariais										
Obrigação atuarial no início do exercício	82.968	2.935	35.732	281	121.916	84.318	2.211	36.549	251	123.329
Custo dos juros	7.665	278	3.361	25	11.329	8.863	235	3.900	28	13.026
Custo do serviço	305	121	565	18	1.009	288	143	510	14	955
Contribuições de participantes	1.368	-	-	1	1.369	217	-	-	1	218
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(7.942)	(127)	(1.667)	(10)	(9.746)	(6.084)	(110)	(1.489)	(9)	(7.692)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência (**)	(5.019)	30	(421)	-	(5.410)	(8.796)	195	(1.659)	21	(10.239)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	293	-	642	1	936	71	(96)	(200)	(28)	(253)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	5.843	624	9.199	(7)	15.659	4.091	357	(1.879)	21	2.590
Outros	-	-	-	123	123	-	-	-	(18)	(18)
Obrigação atuarial no fim do exercício	85.481	3.861	47.411	432	137.185	82.968	2.935	35.732	281	121.916
Movimentação no valor justo dos ativos do plano										
Ativos do plano no início do exercício	47.481	2.074	-	149	49.704	49.278	1.256	-	127	50.661
Receita de juros	4.366	195	-	7	4.568	5.136	132	-	8	5.276
Contribuições pagas pela empresa	1.448	-	1.667	11	3.126	733	-	1.489	10	2.232
Contribuições de participantes	1.368	-	-	1	1.369	217	-	-	1	218
Recebimentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	738	-	-	-	738	712	-	-	-	712
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(7.942)	(127)	(1.667)	(10)	(9.746)	(6.084)	(110)	(1.489)	(9)	(7.692)
Remensuração: Retorno sobre os ativos excedente a receita de juros	(850)	128	-	(13)	(735)	(2.511)	796	-	12	(1.703)
Outros	-	-	-	12	12	-	-	-	-	-
Ativos do plano no fim do exercício	46.609	2.270	-	157	49.036	47.481	2.074	-	149	49.704
Valores reconhecidos no balanço patrimonial										
Valor presente das obrigações	85.481	3.861	47.411	432	137.185	82.968	2.935	35.732	281	121.916
(-) Valor justo dos ativos do plano	(46.609)	(2.270)	-	(157)	(49.036)	(47.481)	(2.074)	-	(149)	(49.704)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	38.872	1.591	47.411	275	88.149	35.487	861	35.732	132	72.212
Movimentação do passivo atuarial líquido										
Saldo em 1º de janeiro	35.487	861	35.732	132	72.212	35.040	955	36.549	124	72.668
Efeitos de remensuração reconhecidos em ORA	1.967	526	9.420	7	11.920	(2.123)	(340)	(3.738)	2	(6.199)
Custo do serviço	305	121	565	18	1.009	288	143	510	14	955
Juros líquidos sobre passivo/(ativo) líquido	3.299	83	3.361	18	6.761	3.727	103	3.900	20	7.750
Pagamento de contribuições	(1.448)	-	(1.667)	(11)	(3.126)	(733)	-	(1.489)	(10)	(2.232)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(738)	-	-	-	(738)	(712)	-	-	-	(712)
Outros	-	-	-	111	111	-	-	-	(18)	(18)
Saldo em 31 de dezembro	38.872	1.591	47.411	275	88.149	35.487	861	35.732	132	72.212

(*) Inclui a movimentação dos planos PPSP, PPSP-R e PPSP-NR.

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

b) Componentes do benefício definido

	Planos de pensão				Saúde AMS	Outros Planos	Consolidado
	PPSP	PPSP-R	PPSP-NR	Petros 2			Total
							2018
Custo do serviço	76	202	27	121	565	18	1.009
Juros líquidos sobre passivo/(ativo) líquido	825	1.859	615	83	3.361	18	6.761
Custo do exercício	901	2.061	642	204	3.926	36	7.770
Relativa a empregados ativos:							
Absorvida no custeio das atividades operacionais	148	353	91	107	849	-	1.548
Diretamente no resultado	70	173	41	60	443	30	817
Relativa aos assistidos	683	1.535	510	37	2.634	6	5.405
Custo do exercício	901	2.061	642	204	3.926	36	7.770
							2017
Custo do serviço	288	-	-	143	510	14	955
Juros líquidos sobre passivo/(ativo) líquido	3.727	-	-	103	3.900	20	7.750
Custo líquido do exercício	4.015	-	-	246	4.410	34	8.705
Relativa a empregados ativos:							
Absorvida no custeio das atividades operacionais	755	-	-	129	841	2	1.727
Diretamente no resultado	331	-	-	77	426	28	862
Relativa aos assistidos	2.929	-	-	40	3.143	4	6.116
Custo líquido do exercício	4.015	-	-	246	4.410	34	8.705

c) 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.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigação atuarial	(6.641)	15.070	(5.804)	7.242	7.725	(3.895)
Custo do serviço e juros	51	544	(286)	344	961	(455)

d) Principais premissas atuariais adotadas no cálculo

	PPSP-R	PPSP-NR	PP2	AMS
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	9,11%	9,08%	9,22%	9,16%
Taxa de crescimento salarial Nominal (Real + Inflação) (2)	Para 2019: 5,55%	Para 2019: 5,40%	Para 2019: 7,28%	conforme plano previdenciário
	A partir de 2020: 5,33%	A partir de 2020: 5,24%	A partir de 2020: 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 desagravada 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

	2017		
	PPSP	PP2	AMS
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	9,52%	9,63%	9,59%
Taxa de crescimento salarial Nominal (Real + Inflação) (2)	5,19%	6,59%	conforme plano previdenciário
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	11,3% a 4,5%a.a.
Tábua de mortalidade geral	EX-PETROS 2013 (bidecremental)	AT-2000 feminina suavizada em 10%	EX-PETROS 2013 (bidecremental)
Tábua de entrada em invalidez	Grupo americana	Grupo americana desagradada em 40%	Grupo americana
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 masculina	IAPB 1957 forte	AT-49 masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens - 57 anos Mulheres - 56 anos	1ª elegibilidade	Homens - 57 anos Mulheres - 56 anos

(1) Considerando uma curva de inflação projetada com base no mercado em 4,01% para 2019 e atingindo 4% 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.

e) Perfil de vencimento da obrigação

	2018					
	Plano de pensão			Saúde	Outros planos	Total
	PPSP-R	PPSP-NR	PP2	A M S		
Até 1 ano	4.952	1.844	130	1.615	14	8.555
De 1 a 2 anos	4.508	1.583	128	1.700	13	7.932
De 2 a 3 anos	4.405	1.511	125	1.775	10	7.826
De 3 a 4 anos	4.293	1.440	123	1.843	11	7.710
Acima de 4 anos	46.507	14.438	3.355	40.478	384	105.162
Total	64.665	20.816	3.861	47.411	432	137.185

23.2. 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 2018, reconhecidas no resultado, totalizaram R\$ 8.

24. Patrimônio líquido

24.1. Capital social realizado

Em 31 de dezembro de 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.

24.2. Reserva de Capital

Constituída com ações escriturais de titularidade da Petrobras identificadas junto ao banco custodiante no valor de R\$7, reconhecidas contra ações em tesouraria, em 31 de dezembro de 2018.

24.3. Transações de capital

24.3.1. Gastos com emissão de ações

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

24.3.2. 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.

24.3.3. Ações em Tesouraria

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

24.4. Reservas de lucros

24.4.1. 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.

24.4.2. 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.

24.4.3. 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 2018, foram destinados R\$ 772 referentes ao incentivo para subvenção de investimentos, sendo R\$ 643 provenientes do resultado de 2018 e R\$ 129 dos exercícios de 2014 a 2017.

A parcela da destinação para reserva de incentivos fiscais referentes ao incentivo para subvenção de investimentos no Nordeste e Amazônia, no âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM) foi de R\$ 728, dos quais R\$ 111 referem-se à realização de parte dos depósitos para reinvestimentos com recursos próprios.

24.4.4. 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\$ 14.912, 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

24.5. Outros Resultados Abrangentes

No exercício de 2018 foram reconhecidos como outros resultados abrangentes, principalmente os seguintes efeitos:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

- ajuste acumulado de conversão credor, no montante de R\$ 21.887, decorrente da tradução das demonstrações financeiras de controladas no exterior em moeda funcional diferente do real, referente as empresas PIB BV e PNBV, Transpetro e Braskem;
- ganhos e perdas atuarias com planos de benefícios definidos no montante de R\$ 12.375, líquido de imposto;
- *hedge* de fluxo de caixa de exportações, reduzindo o patrimônio líquido no exercício de R\$ 13.431, líquido de impostos e do efeito de reclassificação de parte da variação cambial para resultado, totalizando em 31 de dezembro de 2018 o valor de R\$ 33.273, líquido de impostos, conforme nota explicativa 34.2.

24.6. 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.

A proposta de remuneração ao acionista relativa ao exercício de 2018, que está sendo encaminhada pela Administração à aprovação da Assembleia Geral Ordinária de 2019, no montante de R\$ 7.055, 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), além de um complemento aos acionistas ordinários devido ao montante antecipado em 2018 ter sido superior ao mínimo apurado quando do encerramento do exercício. 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.

24.6.1. Dividendos Propostos

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

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

Em 2018, o Conselho de Administração aprovou antecipações de dividendos na forma de JCP no montante de R\$ 6.902, sendo:

- R\$ 2.608 (R\$ 2.368 líquido de IRRF) pagas ao longo do exercício de 2018, correspondente a um valor bruto de R\$ 0,20 por ação ordinária e preferencial. Essas parcelas estão sendo descontadas dos dividendos propostos para o exercício de 2018, atualizadas monetariamente, de acordo com a variação da taxa Selic, desde a data do efetivo pagamento até 31 de dezembro de 2018; e

- (ii) R\$ 4.294 (R\$ 3.787 líquido de IRRF) serão pagas em até 60 dias após a Assembleia Geral Ordinária de 2019, correspondente a um valor bruto de R\$ 0,05 por ação ordinária e R\$ 0,70 por preferencial, com data da posição acionária de 21 de dezembro de 2018.

Os juros sobre o capital próprio 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. Esses juros foram imputados aos dividendos do exercício, na forma prevista no Estatuto Social da companhia, contabilizados no resultado, conforme requerido pela legislação fiscal, e foram revertidos contra lucros acumulados, conforme determina a Deliberação CVM nº 207/96, resultando em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social, no montante de R\$ 2.347.

24.6.2. Dividendos a Pagar

Em 31 de dezembro de 2018, o valor a pagar pela remuneração aos acionistas, deduzido das antecipações no decorrer do exercício, está demonstrado a seguir:

	Ações		Controladora
	Preferenciais (PN)	Ordinárias (ON)	Total
Antecipações de JCP, pagas	1.120	1.488	2.608
Antecipações de JCP aprovadas pelo CA em 18/12/2018	3.922	372	4.294
Dividendos a pagar complementares	107	-	107
Atualização monetária das antecipações de JCP pagas	19	27	46
Total dos dividendos propostos	5.168	1.887	7.055
R\$ 0,05 por ação, data posição acionária de 21/05/2018, pagos em 29/05/2018 – na forma de JCP	(280)	(372)	(652)
R\$ 0,05 por ação, data posição acionária de 13/08/2018, pagos em 23/08/2018 – na forma de JCP	(280)	(372)	(652)
R\$ 0,10 por ação, data posição acionária de 21/11/2018, pagos em 03/12/2018 – na forma de JCP	(560)	(744)	(1.304)
Antecipações pagas	(1.120)	(1.488)	(2.608)
Total a pagar antes do desconto da atualização monetária e do IRRF	4.048	399	4.447
Atualização monetária das antecipações de JCP pagas	(19)	(27)	(46)
IRRF a pagar sobre o JCP aprovado em 18/12/2018 de acionistas não isentos	(481)	(26)	(507)
Total de dividendos a pagar em 31 de dezembro de 2018	3.548	346	3.894
Antecipações de dividendos aprovadas pelo CA em 18/12/2018 na forma de JCP, líquido de IRRF	3.441	346	3.787
Dividendos a pagar complementares (R\$ 0,019043 por ação PN).	107	-	107

Os dividendos e juros sobre o capital próprio serão disponibilizados na data que vier a ser fixada em Assembleia Geral Ordinária, e terão os seus valores atualizados monetariamente, a partir de 31 de dezembro de 2018 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\$ 3.894, há dividendos propostos aos acionistas não controladores da Petrobras Distribuidora (R\$ 224), Logigás (R\$ 143), Gaspetro (R\$ 26) e demais empresas (R\$ 9), totalizando R\$ 4.296.

24.7. Resultado por ação

	Jan-Dez/2018			Consolidado e Controladora Jan-Dez/2017		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
Numerador básico e diluído						
Lucro atribuível aos acionistas da Petrobras atribuído igualmente entre as classes de ações	14.708	11.071	25.779	(254)	(192)	(446)
Denominador básico e diluído						
Média ponderada da quantidade de ações em circulação (nº de ações)	7.442.454.142	5.602.042.788	13.044.496.930	7.442.454.142	5.602.042.788	13.044.496.930
Lucro básico e diluído por ação (R\$ por ação)	1,98	1,98	1,98	(0,03)	(0,03)	(0,03)

O resultado por ação básico é calculado dividindo-se o lucro ou (prejuízo) do exercício atribuído aos acionistas da companhia pela média ponderada da quantidade de ações em circulação.

O resultado por ação diluído é calculado ajustando-se o lucro ou (prejuízo) e a média ponderada da quantidade de ações levando-se em conta a conversão de todas as ações potenciais com efeito de diluição (instrumentos patrimoniais ou contratos capazes de resultar na emissão de ações).

Os resultados apurados, básico e diluído, apresentam o mesmo valor por ação em virtude da Petrobras não possuir ações potenciais.

25. Receita de vendas

25.1. 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 maiores informações sobre os segmentos operacionais da companhia, suas atividades e os respectivos produtos comercializados, vide notas explicativas 4.2 e 30.

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*.

Conforme descrito na nota 4.21, 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 às 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 segmento 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 2018 totalizaram R\$ 97.

25.2. Desagregação da receita

	Consolidado		Controladora	
	2018	2017	2018	2017
Receita bruta de vendas	442.539	362.577	376.101	306.796
Encargos de vendas ^(*)	(92.703)	(78.882)	(95.002)	(78.832)
Receita de vendas ^(**)	349.836	283.695	281.099	227.964
Diesel	103.049	79.993	86.402	62.711
Subvenção de Diesel (nota explicativa 19.6.1)	5.461	-	5.461	-
Gasolina	57.383	53.534	42.706	39.052
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	16.379	12.786	14.655	11.109
Querosene de aviação (QAV)	14.608	10.003	15.430	10.426
Nafta	9.017	8.410	9.017	8.410
Óleo combustível (incluindo bunker)	4.663	4.447	4.541	4.536
Outros derivados de petróleo	15.551	12.053	14.079	10.607
Subtotal de derivados	226.111	181.226	192.291	146.851
Gás natural	20.588	16.539	19.795	15.932
Etanol, nitrogenados e renováveis	7.822	12.388	1.050	10.896
Receitas de direitos não exercidos (<i>breakage</i>)	2.466	-	2.481	-
Eletricidade	7.554	11.578	7.499	11.486
Serviços e outros	3.092	2.920	4.339	3.541
Mercado interno	267.633	224.651	227.455	188.706
Exportações	57.986	41.724	53.644	39.258
Vendas no exterior ^(***)	24.217	17.320	-	-
Mercado externo	82.203	59.044	53.644	39.258
Receitas de vendas ^(**)	349.836	283.695	281.099	227.964

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

^(**) A receita de vendas por segmento de negócio está apresentada na nota explicativa 30.

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

Tanto no mercado interno, quanto nas exportações e vendas do exterior tivemos receitas superiores ao exercício de 2017.

As receitas no mercado interno foram influenciadas por maiores preços médios dos derivados com destaque para o diesel, gasolina e demais derivados, acompanhando o aumento das cotações internacionais e a depreciação do real frente ao dólar, além de menor volume de venda de gasolina e nafta, compensado pelo crescimento nas vendas do diesel decorrente do menor volume importado por outros *players*. Adicionalmente, em função dos preços mais elevados das *commodities* há um incremento na receita de gás natural.

Em relação ao aumento da receita com exportações, basicamente petróleo e derivados, devido aos maiores preços, acompanhando a elevação das cotações internacionais e a depreciação do real frente ao dólar, e ao maior volume exportado de gasolina em função da perda de participação para o etanol no mercado interno, compensados em parte pela redução do volume de petróleo exportado devido à menor produção. O aumento nas receitas de vendas no exterior reflete a elevação das cotações internacionais.

Conforme descrito na nota 19.7.1, o reconhecimento da receita referente ao Programa de subvenção econômica à comercialização ao óleo diesel ocorre na medida em que o diesel é vendido e entregue às distribuidoras. Até 31 de dezembro de 2018, a companhia reconheceu R\$ 6.017 como receita bruta oriunda do programa (R\$ 5.461 líquidos de encargos de vendas).

Em 2018 e 2017 não houve clientes que representassem 10% do total de vendas da companhia isoladamente.

Os impactos da adoção do IFRS 15 sobre o resultado de 2018 estão apresentados na nota explicativa 2.3.2.

25.3. Obrigações de desempenho restantes

A companhia possui contratos de vendas de produtos ou serviços vigentes e assinados até 31 de dezembro de 2018, 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

A seguir estão apresentados os valores remanescentes desses contratos ao final de 2018 tendo como base suas quantidades de bens e serviços para vendas futuras, bem como preços na data base em 31 de dezembro de 2018 ou praticados em vendas recentes quando esses refletirem a informação mais diretamente observável:

	Total dos contratos	Consolidado Expectativa de realização em até 1 ano
Mercado interno		
Gasolina	234.772	39.245
Diesel	172.242	39.880
Gás natural	106.054	28.945
Serviços e outros	35.749	5.697
Etanol, nitrogenados e renováveis	32.961	4.151
Nafta	26.086	13.043
Eletricidade	20.361	3.958
Outros derivados de petróleo	18.912	1.756
Querosene de aviação (QAV)	3.626	3.622
Mercado externo		
Exportações	130.755	15.955
Vendas no exterior	1.212	102
Total	782.730	156.354

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 termoeleétrica 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.

25.4. Passivos de contratos

Em 31 de dezembro de 2018 a companhia possui R\$ 950 (R\$ 1.110 em 2017) 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.

26. Outras (despesas) receitas operacionais líquidas

	Consolidado		Controladora	
	2018	2017	2018	2017
Plano de pensão e saúde (inativos)	(5.405)	(6.116)	(5.075)	(5.710)
Acordo com autoridades norte americanas	(3.536)	-	(3.536)	-
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(4.746)	(5.100)	(4.223)	(4.718)
(Perdas) / Ganhos com processos judiciais, administrativos e arbitrais (*)	(7.439)	(2.835)	(5.355)	(2.159)
Resultado com derivativos de commodities	(1.371)	-	(1.506)	-
Participação nos lucros ou resultados	(1.664)	(487)	(1.412)	(393)
Plano de carreiras e remuneração - PCR	(1.156)	-	(1.156)	-
Relações institucionais e projetos culturais	(826)	(828)	(638)	(654)
Despesas operacionais c/ termelétricas	(392)	(214)	(466)	(292)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(272)	(224)	(268)	(221)
PCE/perdas sobre outros recebíveis	(219)	(1.382)	(216)	(383)
Provisão para acordo da ação coletiva consolidada nos Estados Unidos (<i>Class Action</i>)	-	(11.198)	-	(9.599)
Realização de ajustes acumulados de conversão - CTA	-	(116)	-	-
Ganhos/ perdas na remensuração - Participações societárias	-	698	-	698
Equalização de gastos - AIP	(1.064)	-	(1.064)	-
Provisão para programa de remuneração variável (**)	(1.099)	-	(1.009)	-
Subvenções e assistências governamentais	930	292	662	46
Contratos de <i>Ship/ Take or Pay</i> e multas aplicadas	479	1.737	302	1.666
Resultado com alienações e baixas de ativos (***)	1.086	4.825	1.416	4.565
Gastos/Ressarcimentos com operações em parcerias de E&P	1.227	1.189	1.227	1.189
Ressarcimento de gastos referentes à Operação Lava Jato	1.801	814	1.801	732
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	2.365	1.093	2.365	1.093
Outros	240	(118)	23	(591)
Total	(21.061)	(17.970)	(18.128)	(14.731)

(*) Inclui variação cambial de R\$ 1.646 referente a provisão da *Class Action* em 31 de dezembro de 2018.

(**) Inclui em 2018, R\$ 50 referente a Prêmio por Desempenho da Petrobras Distribuidora e R\$ 5 referente ao Programa de Remuneração Variável dos administradores da Petrobras.

(***) Em 2018, inclui principalmente o resultado com os desinvestimentos, conforme nota explicativa 10.1. Em 2017, inclui principalmente áreas devolvidas, projetos cancelados e o ganho no desinvestimento da NTS.

Os principais fatores para o aumento em 2018 foram:

- menores ganhos líquidos com alienação e baixa de ativos;
- perdas com variação negativa no valor de mercado das opções de venda contratadas para proteger o preço de parte da produção de óleo, considerando a sua natureza de seguro e proteção frente à variação da *commodity*;
- despesa com adesão ao Plano de Carreiras e Remuneração (PCR) da Petrobras; e
- despesa em função de unitizações, que preveem equalizações de gastos e volumes de produção referentes aos campos de Sapinhoá, Lula, Tartaruga Verde, Berbigão e Sururu (R\$ 1.064).

Estes efeitos foram compensados por:

- menor provisão para perdas e contingências com processos judiciais, em função do acordo para encerramento da *Class Action* em 2017, reversão pelas negociações para quitação de débitos fiscais com os Estados de Mato Grosso e Rio de Janeiro; em contrapartida foram constituídas provisões para os acordos de encerramento das investigações com autoridades americanas, acordo com a ANP sobre a unificação de campos do Parque das Baleias e arbitragem nos Estados Unidos sobre o contrato de prestação de serviços de perfuração do navio sonda Titanium Explorer (Vantage), além de despesa cambial sobre a exposição passiva em dólar da *Class Action*, refletindo a desvalorização do real frente ao dólar;
- maior resultado positivo relacionado a desmantelamento de áreas; e
- maior ressarcimento de recursos recuperados pela Operação Lava Jato.

27. Custos e Despesas por natureza

	Consolidado		Controladora	
	2018	2017	2018	2017
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(68.883)	(60.894)	(66.331)	(61.977)
Matérias-primas e produtos para revenda	(81.448)	(64.102)	(53.772)	(43.470)
Depreciação, depleção e amortização	(43.646)	(42.478)	(33.325)	(32.159)
Participação governamental	(39.866)	(25.241)	(39.795)	(25.168)
Gastos com pessoal	(32.289)	(28.866)	(26.666)	(23.452)
(Perdas)/ganhos com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(7.439)	(2.835)	(5.355)	(2.159)
Provisão para acordo da ação coletiva consolidada nos Estados Unidos (<i>Class Action</i>)	-	(11.198)	-	(9.599)
Resultado com derivativos de commodities	(1.371)	-	(1.506)	-
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(4.746)	(5.100)	(4.223)	(4.718)
Tributárias ^(*)	(2.790)	(5.921)	(2.106)	(4.657)
Perdas de créditos esperadas	(324)	(2.271)	(288)	(1.306)
Relações institucionais e projetos culturais	(826)	(828)	(638)	(654)
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	(317)	(893)	(317)	(561)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(272)	(224)	(268)	(221)
Reversão/(perda) no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(7.689)	(3.862)	(3.403)	(3.220)
Acordo com autoridades norte americanas	(3.536)	-	(3.536)	-
Realização de ajustes acumulados de conversão - CTA	-	(116)	-	-
Ganhos/ perdas na remensuração - Participações societárias	-	698	-	698
Ressarcimento de gastos referentes à Operação Lava Jato	1.801	814	1.801	732
Resultado com alienações e baixas de ativos ^(**)	1.085	4.825	1.416	4.565
Equalização de gastos - AIP	(1.064)	-	(1.064)	-
Variação dos estoques	6.741	421	6.142	(373)
Total	(286.879)	(248.071)	(233.234)	(207.699)

Na Demonstração do Resultado

Custo dos produtos e serviços vendidos	(225.293)	(192.100)	(180.852)	(156.109)
Despesas com vendas	(16.861)	(14.510)	(18.312)	(18.490)
Despesas gerais e administrativas	(8.932)	(9.314)	(6.215)	(6.465)
Tributárias ^(*)	(2.790)	(5.921)	(2.106)	(4.657)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(1.904)	(2.563)	(1.875)	(2.199)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(2.349)	(1.831)	(2.343)	(1.828)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(7.689)	(3.862)	(3.403)	(3.220)
Outras (despesas) receitas operacionais líquidas	(21.061)	(17.970)	(18.128)	(14.731)
Total	(286.879)	(248.071)	(233.234)	(207.699)

(*) Em 2017, inclui os efeitos do Programa de Regularização Tributária (PRT) e do Programa Especial de Regularização Tributária (PERT), no valor de R\$ 2.298.

(**) Em 2018, inclui basicamente o resultado com os desinvestimentos, conforme nota explicativa 10.1. Em 2017, inclui basicamente áreas devolvidas, projetos cancelados e o ganho no desinvestimento da NTS.

Custo dos produtos vendidos superiores em 2018, refletindo:

- maiores gastos com participações governamentais e com importações de petróleo, derivados e gás natural, em função dos maiores custos das commodities e desvalorização do real frente ao dólar. As participações governamentais também foram influenciadas pelo aumento da produção em campos onde há incidência de alíquotas elevadas de participação especial;
- aumento dos custos associados às atividades no exterior, refletindo a elevação das cotações internacionais; e
- elevação da participação de óleo importado na carga processada e de GNL no mix das vendas, decorrente da menor produção.

Houve aumento das despesas com vendas em 2018 devido ao aumento dos gastos logísticos, em função do pagamento de tarifas para utilização dos gasodutos, após a venda da NTS em abril de 2017, das maiores perdas de crédito esperadas referentes ao setor elétrico e dos maiores gastos com terminais de regaseificação de GNL e cabotagem, em virtude da desvalorização do real frente ao dólar.

As despesas gerais e administrativas inferiores, refletem os menores gastos com consultorias, tecnologia da informação e serviços administrativos prestados por terceiros, seguindo a disciplina financeira de controle de gastos.

A redução nas despesas tributárias decorre, principalmente, dos efeitos da adesão aos Programas de Regularização de Tributos Federais em 2017.

28. Resultado financeiro líquido

	Consolidado		Controladora	
	2018	2017	2018	2017
Despesa com endividamentos	(21.848)	(22.915)	(16.840)	(16.619)
Variações cambiais e monetárias sobre endividamento líquido (*)	(11.088)	(13.184)	(10.227)	(8.269)
Ágio (Deságio) na recompra de títulos de dívida	(1.015)	(1.067)	-	-
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	2.054	1.850	598	638
Resultado financeiro sobre endividamento líquido	(31.897)	(35.316)	(26.469)	(24.250)
Encargos financeiros capitalizados	6.584	6.313	5.350	4.607
Ganhos (perdas) com instrumentos derivativos	(1.434)	(212)	36	12
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(2.366)	(2.432)	(2.304)	(2.365)
Outras despesas e receitas financeiras líquidas (**)	7.338	(1.523)	4.317	(877)
Outras variações cambiais e monetárias líquidas	675	1.571	737	1.013
Resultado financeiro líquido	(21.100)	(31.599)	(18.333)	(21.860)
Receitas	11.647	3.337	5.948	2.917
Despesas	(20.898)	(23.612)	(14.826)	(17.521)
Variações cambiais e monetárias, líquidas	(11.849)	(11.324)	(9.455)	(7.256)
Total	(21.100)	(31.599)	(18.333)	(21.860)

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

(**) Inclui R\$ 5.259 referente a setor elétrico, conforme nota explicativa 8.4.

Despesas financeiras líquidas inferiores em 2018, principalmente por:

- reconhecimento de ganho em virtude dos acordos assinados em 2018 referentes aos recebíveis do setor elétrico do Sistema Eletrobras;
- encargos decorrentes da adesão a Programas de Regularização de Tributos Federais reconhecidos em 2017;
- redução das despesas com juros devido aos pré-pagamentos de dívidas; e
- atualização dos juros sobre recebível de conta petróleo e álcool, em virtude da decisão favorável transitado em julgado, contra a União federal (nota explicativa 19.7.2).

Estes efeitos foram parcialmente compensados pela variação monetária e cambial negativa maior, devido à apreciação de 5,3% do dólar sobre a exposição ativa média em libra.

29. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	Consolidado		Controladora	
	2018	2017	2018	2017
Valores pagos e recebidos durante o período				
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	3.069	2.729	2.985	2.640
Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa				
Aquisição de imobilizado a prazo	521	427	1.747	-
Contrato com transferência de benefícios, riscos e controles de bens	-	277	-	277
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	18.187	14.617	18.193	14.367
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	222	1.004	138	916
Pré pagamento de exportação	-	-	34.161	22.384

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

30. Informações por segmento

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

Ativo Consolidado por Segmento de Negócio - 31.12.2018

	E&P	RTC	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Circulante	20.630	46.360	7.853	308	9.978	72.653	(14.176)	143.606
Não circulante	492.059	124.450	52.626	535	9.940	36.500	757	716.867
Realizável a longo prazo	31.443	12.731	5.908	9	3.245	31.232	910	85.478
Investimentos	2.520	5.046	2.932	176	-	16	-	10.690
Imobilizado	450.073	105.998	42.845	350	5.923	4.793	(153)	609.829
Em operação	361.027	94.337	33.003	345	5.087	4.098	(153)	497.744
Em construção	89.046	11.661	9.842	5	836	695	-	112.085
Intangível	8.023	675	941	-	772	459	-	10.870
Ativo	512.689	170.810	60.479	843	19.918	109.153	(13.419)	860.473

Ativo Consolidado por Segmento de Negócio - 31.12.2017

	E&P	RTC	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Circulante	25.056	41.912	5.992	213	9.795	90.878	(17.937)	155.909
Não circulante	453.344	127.015	55.391	413	10.451	30.676	(1.684)	675.606
Realizável a longo prazo	25.206	11.014	7.924	12	3.553	24.772	(1.526)	70.955
Investimentos	4.727	4.937	2.747	108	16	19	-	12.554
Imobilizado	418.421	110.488	43.767	293	6.158	5.388	(158)	584.357
Em operação	302.308	96.652	34.999	280	5.300	4.320	(158)	443.701
Em construção	116.113	13.836	8.768	13	858	1.068	-	140.656
Intangível	4.990	576	953	-	724	497	-	7.740
Ativo	478.400	168.927	61.383	626	20.246	121.554	(19.621)	831.515

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio - 31.12.2018

	E&P	RTC	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	191.546	269.138	45.028	929	102.013	-		349.836
Intersegmentos	182.983	61.145	12.516	877	1.297	-	(258.818)	-
Terceiros	8.563	207.993	32.512	52	100.716	-	-	349.836
Custo dos produtos vendidos	(105.599)	(245.936)	(33.288)	(872)	(95.910)	-	256.312	(225.293)
Lucro bruto	85.947	23.202	11.740	57	6.103	-	(2.506)	124.543
Despesas	(19.463)	(12.677)	(8.989)	(13)	(3.396)	(16.911)	(137)	(61.586)
Vendas	(291)	(6.496)	(6.870)	(7)	(3.193)	95	(99)	(16.861)
Gerais e administrativas	(934)	(1.365)	(551)	(69)	(826)	(5.185)	(2)	(8.932)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(1.904)	-	-	-	-	-	-	(1.904)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(1.622)	(42)	(75)	-	(4)	(606)	-	(2.349)
Tributárias	(411)	(768)	(241)	(17)	(267)	(1.086)	-	(2.790)
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)	(529)	11	894	(10.129)	(36)	(21.061)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	66.484	10.525	2.751	44	2.707	(16.911)	(2.643)	62.957
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(21.100)	-	(21.100)
Resultado de participações em investimentos	297	1.299	355	(26)	(8)	2	-	1.919
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	66.781	11.824	3.106	18	2.699	(38.009)	(2.643)	43.776
Imposto de renda e contribuição social	(22.604)	(3.578)	(935)	(15)	(921)	10.077	898	(17.078)
Lucro líquido (prejuízo)	44.177	8.246	2.171	3	1.778	(27.932)	(1.745)	26.698
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	44.196	8.405	1.709	3	1.290	(28.079)	(1.745)	25.779
Acionistas não controladores	(19)	(159)	462	-	488	147	-	919
Lucro líquido (prejuízo)	44.177	8.246	2.171	3	1.778	(27.932)	(1.745)	26.698

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio - 31.12.2017

	E&P	RTC	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	134.737	214.067	39.549	682	88.050	-	(193.390)	283.695
Intersegmentos	130.195	51.549	9.672	644	1.330	-	(193.390)	-
Terceiros	4.542	162.518	29.877	38	86.720	-	-	283.695
Custo dos produtos vendidos	(89.222)	(184.469)	(28.118)	(706)	(81.451)	-	191.866	(192.100)
Lucro bruto	45.515	29.598	11.431	(24)	6.599	-	(1.524)	91.595
Despesas	(11.969)	(11.548)	(2.158)	(72)	(4.047)	(26.408)	231	(55.971)
Vendas	(397)	(5.526)	(5.745)	(6)	(3.180)	86	258	(14.510)
Gerais e administrativas	(1.049)	(1.461)	(529)	(72)	(874)	(5.328)	(1)	(9.314)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(2.563)	-	-	-	-	-	-	(2.563)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(1.066)	(40)	(83)	-	(2)	(640)	-	(1.831)
Tributárias	(1.633)	(651)	(827)	(21)	(132)	(2.657)	-	(5.921)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	142	(2.297)	(1.684)	(23)	-	-	-	(3.862)
Outras receitas (despesas), líquidas	(5.403)	(1.573)	6.710	50	141	(17.869)	(26)	(17.970)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	33.546	18.050	9.273	(96)	2.552	(26.408)	(1.293)	35.624
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(31.599)	-	(31.599)
Resultado de participações em investimentos	440	1.411	374	(85)	8	1	-	2.149
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	33.986	19.461	9.647	(181)	2.560	(58.006)	(1.293)	6.174
Imposto de renda e contribuição social	(11.406)	(6.137)	(3.154)	33	(867)	15.294	440	(5.797)
Lucro líquido (prejuízo)	22.580	13.324	6.493	(148)	1.693	(42.712)	(853)	377
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	22.453	13.510	6.113	(148)	1.663	(43.184)	(853)	(446)
Acionistas não controladores	127	(186)	380	-	30	472	-	823
Lucro líquido (prejuízo)	22.580	13.324	6.493	(148)	1.693	(42.712)	(853)	377

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

O segmento de Exploração e Produção (E&P) obteve aumento no lucro operacional principalmente em razão de maiores cotações de *Brent* e da reversão de despesas com desmantelamento de área, que foram parcialmente compensados por maiores custos com participações governamentais, perdas com *impairment* de ativos e com contingências judiciais.

No segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC) o lucro operacional reduziu em função da menor margem de comercialização de derivados, principalmente gasolina, diesel e GLP e das maiores despesas com vendas, compensadas parcialmente pela realização de estoques formados a preços inferiores e menor *impairment*.

Em relação ao segmento de Gás e Energia, apesar do efeito positivo das maiores margens na comercialização de gás, o lucro operacional apresentou redução em função de maiores despesas de vendas com o pagamento de tarifas para uso de gasodutos da malha sudeste e do impacto positivo com a venda da NTS em abril de 2017.

No segmento de Distribuição, o aumento do lucro operacional reflete a reversão de perdas com processos judiciais em função do Termo de Acordo Extrajudicial assinado com o Estado do Mato Grosso, compensado parcialmente pela redução das margens médias de comercialização e dos volumes vendidos.

31. Processos judiciais e contingências

31.1. 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; (iii) ações de terceirizados.
- Processos fiscais, incluindo: (i) não homologação de compensações de tributos federais; e (ii) aproveitamento de créditos de ICMS na importação de plataformas.
- Processos cíveis referentes a: (i) acordo para encerrar a ação coletiva consolidada perante a Corte Federal de Nova Iorque; (ii) cobrança de royalties sobre a atividade de extração de xisto; (iii) reclamação por descumprimento contratual relacionado à construção de plataforma; (iv) indenização decorrente de ação de desapropriação de área para constituição de servidão de passagem; (v) cobrança de royalties e participações governamentais sobre produção de gás; (vi) multas aplicadas pela ANP relativas a sistemas de medição; (vii) Rescisão de contrato de prestação de serviços de perfuração vinculado ao navio-sonda Titanium Explorer; e (viii) diferenças de participações especiais referente a unificação dos campos no complexo parque das baleias.

Os valores provisionados são os seguintes:

Passivo circulante e não circulante	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Processos trabalhistas	4.236	4.513	3.661	4.020
Processos fiscais	1.901	4.065	1.574	2.581
Processos cíveis	22.126	14.362	16.602	12.190
Processos ambientais	432	300	420	286
Outros processos	-	1	-	-
Total	28.695	23.241	22.257	19.077
Passivo circulante	13.493	7.463	11.673	6.397
Passivo não circulante	15.202	15.778	10.584	12.680

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Saldo inicial	23.241	11.052	19.077	8.391
Adição, líquida de reversão	4.834	12.726	2.855	10.982
Utilização	(2.399)	(1.448)	(2.174)	(1.072)
Atualização	2.680	909	2.499	776
Outros	339	2	-	-
Saldo final	28.695	23.241	22.257	19.077

Na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2018, 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 exercício de 2018, as principais movimentações na provisão ocorreram em diferenças de participações especiais referente a unificação dos campos no complexo parque das baleias, rescisão de contrato de prestação de serviços de perfuração vinculado ao navio-sonda Titanium Explorer, na revisão do êxito em ação de indenização de natureza cível na Petrobras, além de decisões judiciais e administrativas desfavoráveis à companhia em diversos processos que resultaram na alteração da expectativa de perda para provável, parcialmente compensadas pela reversão de ações coletivas sobre RMNR após decisão do Supremo Tribunal Federal – STF, do acordo extrajudicial da Petrobras Distribuidora para quitação de débitos fiscais com o Estado do Mato Grosso e pela inclusão de débitos de ICMS na venda de querosene de aviação e de créditos de ICMS na importação de plataformas nos programas de anistias estaduais

Adicionalmente, destaca-se a atualização cambial da provisão da *Class Action* nos Estados Unidos no período, bem como o pagamento de impostos sobre remessa da primeira e segunda parcelas do Acordo da Ação Coletiva pela Petrobras em 1º de março de 2018 e 2 de julho de 2018, respectivamente, conforme nota explicativa 31.4.

31.2. Depósitos judiciais

Os depósitos judiciais são apresentados de acordo com a natureza das correspondentes causas:

Ativo não circulante	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Fiscais	17.682	10.922	16.733	10.052
Trabalhistas	4.500	3.998	4.104	3.637
Cíveis	3.188	2.947	3.043	2.842
Ambientais	621	581	596	554
Outros	12	17	-	-
Total	26.003	18.465	24.476	17.085

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Saldo inicial	18.465	13.032	17.085	11.735
Adição, líquido de reversão	6.700	5.155	6.587	5.044
Utilização	(315)	(441)	(214)	(343)
Atualização de juros	1.069	721	1.018	649
Outros	84	(2)	-	-
Saldo final	26.003	18.465	24.476	17.085

No exercício de 2018, a companhia realizou depósitos judiciais no montante de R\$ 6.700 incluindo depósitos decorrentes da decisão desfavorável proferida pelo Tribunal Regional Federal do RJ em outubro de 2017, ao entender que as remessas para pagamento de afretamento, no período de 1999 a 2002, estariam sujeitas ao IRRF, e depósitos garantindo ações de lucro de controladas e coligadas domiciliadas no exterior não adicionado à base de cálculo do IRPJ e CSLL, conforme nota explicativa 31.3.

31.3. 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 2018, cuja probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

Natureza	Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017
Fiscais	144.491	129.466
Trabalhistas	33.396	23.825
Cíveis - Gerais	25.336	31.825
Cíveis - Ambientais	16.357	7.787
Total	219.580	192.903

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

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

Descrição dos processos de natureza fiscal	Estimativa	
	31.12.2018	31.12.2017
Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil.		
1) Incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE e PIS/COFINS-importação sobre as remessas para pagamentos de fretamentos 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.	44.822	43.141
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. Há autuação lavrada para mais um ano.	20.179	13.191
3) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	12.227	11.977
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. Foi obtida vitória definitiva para a parcela relativa à gratificação contingente, permanecendo a outra parcela em discussão judicial.	3.599	5.097
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.	2.280	2.224
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 sentença publicada em maio e confirmada em junho de 2017 reconheceu a dedutibilidade na base de cálculo IRPJ e da CSLL, porém, limitada a 20% da folha de salários dos empregados e da remuneração dos dirigentes vinculados ao Plano. No ano de 2017, após análise dos fundamentos das referidas decisões, a companhia alterou para perda provável o processo relativo à dedução que excedia ao limite de 20% e para perda remota a discussão relativa à dedução dentro desse limite. As questões remanescentes, cujo fundamento jurídico é distinto, permanecem neste item como perda possível e encontram-se em fase administrativa e judicial.	2.100	2.028
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, CE, PB, RJ, BA, PA, AL e SE.		
7) 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.	5.125	1.912
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, BA e AL.		
8) 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.	4.641	4.519
Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Maratáizes, Linhares, Vila Velha e Vitória.		
9) 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.	4.353	4.050
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, SP, PR, RO e MG.		
10) 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.	3.738	3.595
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, AL, AM, PA, BA, GO, MA, SP e PE.		
11) 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.	3.649	3.404
Autor: Secretaria de Fazenda dos Estados do RJ, SP, ES, BA, PE, MG, RS, AL, SE e CE.		
12) 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.	3.487	3.287
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do PR, AM, BA, ES, PA, PE, SP, PB e AL.		
13) Incidência de ICMS sobre diferenças no controle de estoques físico e fiscal. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	3.448	3.227
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de RJ.		
14) 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.	3.101	-
Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados de SP, RS e SC.		
15) 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.	2.868	2.817
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de SP.		

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

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. No quarto trimestre foi concedida tutela antecipada para suspender a exigibilidade de crédito tributário, independente de oferecimento de garantia, em discussão de auto de infração que já havia sofrido redução na via administrativa no terceiro trimestre.	2.552	2.933
17) Cobrança de ICMS decorrente do desenquadramento da admissão temporária pelo fato de o desembaraço aduaneiro da importação da sonda ter sido realizado no Estado do RJ e não no Estado de SP. Situação atual: A questão envolve processo em fase judicial, decidido definitivamente pelo STJ no quarto trimestre quando não foi conhecido o recurso de Embargos de Declaração da Fazenda Paulista, pendendo de decisão pelo STF.	-	2.518
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de MG, MT, GO, RJ, PA, CE, BA, PR, SE, AL, RN, SP e PR.		
18) 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: Há autuações lavradas pelos Estados. A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	2.281	941
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, SP, SE e BA.		
19) Aproveitamento de créditos de ICMS na aquisição de brocas e de produtos químicos utilizados na formulação de fluido de perfuração. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	2.197	1.696
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 questão envolve processos ainda na esfera administrativa e outros na esfera judicial.	1.445	1.376
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de PE e BA.		
21) 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.	1.177	1.108
Autor: Secretaria de Fazenda dos Estados do AM, RS e RJ.		
22) Cobrança de ICMS pelos Estados em razão de controvérsia quanto à formação da base de cálculo nas operações interestaduais e internas de transferências entre estabelecimentos de um mesmo contribuinte. Situação atual: A questão envolve processos ainda na esfera administrativa e outros na esfera judicial. Redução de exposição devido inclusão de débitos de ICMS nos programas de anistias estaduais.	675	1.481
23) Processos diversos de natureza fiscal	14.547	12.944
Total de processos de natureza fiscal	144.491	129.466

Descrição dos processos de natureza trabalhista**Estimativa****31.12.2018 31.12.2017****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.

24.233 14.940

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: O Recurso de Revista do Sindicato não foi conhecido pelo TST. Cabe recurso da decisão.

1.362 1.286

3) Processos diversos de natureza Trabalhista

7.801 7.599

Total de processos de natureza trabalhista**33.396 23.825**

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Descrição dos processos de natureza cível

	Estimativa	
	31.12.2018	31.12.2017
Autor: Diversos autores no país e EIG Management Company nos Estados Unidos.		
1) 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 de natureza confidencial, sendo que em uma delas foi proferida sentença arbitral favorável à Petrobras. O investidor vencido na sentença arbitral ajuizou ação anulatória de sentença arbitral, a qual não teve a liminar deferida mesmo com recurso para a 2ª instância. 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.	8.068	7.036
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP.		
2) Processos administrativos que discutem diferença de participação especial e royalties em campos diversos. A linha 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.	6.442	5.410
Situação atual: As questões envolvem processos em fase administrativa e fase judicial diversas.		
3) 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, segue suspensa a arbitragem e atualmente as diferenças têm sido pagas diretamente para a ANP até que seja reformada a decisão judicial correspondente;		
b) Baúna e Piracaba: o Tribunal revisou a ordem anterior que vedava o depósito judicial, de modo que a Petrobras, atualmente, vem depositando os valores controversos. Segue suspensa a arbitragem;		
c) Tartaruga Verde e Mestiça: 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. Por iniciativa das partes, a arbitragem encontra-se suspensa;		
d) Campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte e Pirambu, no complexo Parque das Baleias: o Poder Judiciário proferiu decisões permitindo a arbitragem com a ANP. Em seguimento, o Tribunal Arbitral proferiu decisão cautelar afastando a cobrança de PE pela ANP, determinando que a Petrobras ofereça garantias para os débitos a serem negociados. A arbitragem foi suspensa, por iniciativa das partes, com o objetivo de se buscar uma alternativa para a resolução da controvérsia de R\$ 10,6 bilhões, atualizada até 31 de dezembro de 2018. Em dezembro de 2018, a ANP publicou consulta e audiência públicas nº 34/2018 divulgando a minuta de acordo desenvolvida pelas áreas técnicas da Petrobras e da ANP, assim como as notas técnicas que apuraram os novos valores de PE que, atualizados até o 4T-2018, totalizam R\$ 3,5 bilhões. Nesse contexto, a companhia acredita, em 31 de dezembro de 2018, que é provável uma saída de recursos no valor de R\$ 3,5 bilhões para liquidar a controvérsia com a ANP.		
	1.112	8.711
Autor: Vantage Deepwater Company e Vantage Deepwater Drilling Inc.		
4) Litígios internacionais sobre rescisão unilateral de contrato de prestação de serviço de perfuração vinculado ao navio-sonda Titanium Explorer.		
Situação atual: Sentença arbitral desfavorável foi proferida em 02/07/2018 em arbitragem com sede no Texas, EUA. O Tribunal Arbitral formado por três árbitros decidiu por maioria, com um voto divergente, que a Vantage tem direito a US\$ 622,02 milhões, acrescido de juros compostos de 15,2%, a título de ressarcimento pela rescisão antecipada do contrato de serviços de perfuração da sonda Titanium Explorer. No dia 02/07/2018, a Vantage ajuizou ação de confirmação da sentença arbitral perante a Corte Federal do Texas. Em 31/08/2018, a Petrobras contestou a ação e ajuizou ação anulatória da sentença arbitral, inclusive com fundamento no voto divergente que reconheceu terem sido negadas as proteções fundamentais do devido processo legal à Petrobras. Em 27/08/2018, o Judiciário holandês deferiu medida cautelar em favor da Vantage, bloqueando eventuais valores e bens devidos à Petrobras, decorrentes de obrigações existentes por algumas de suas subsidiárias sediadas na Holanda, até 27/08/18, limitadas ao valor de US\$ 684 milhões. A medida também alcança as ações das subsidiárias Petrobras Netherlands B.V. e Petrobras International Braspetro B.V. Em 15/11/2018, a Vantage moveu ação de reconhecimento da sentença arbitral perante o Poder Judiciário Holandês. No dia 19/12/2018, a Corte Federal do Texas negou o pedido da Companhia para colher o depoimento do árbitro dissidente. Em 08/03/2019, a Corte Federal do Texas realizará audiência final sobre o pedido de confirmação da sentença arbitral formulado pela Vantage e o pedido de anulação formulado pela Petrobras. As chances de perda da Companhia foram reclassificadas de possíveis para prováveis e o valor foi provisionado.	-	1.323
5) Processos diversos de natureza cível	9.714	9.345
Total de processos de natureza cível	25.336	31.825

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Descrição dos processos de natureza ambiental

	Estimativa	
	31.12.2018	31.12.2017
Autor: Ministério Público do Estado do Rio de Janeiro.		
1) 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: As cinco ações se encontram atualmente suspensas.	8.121	-
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.		
2) 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, interpuuseram recursos de apelação.	3.493	3.115
Autor: Instituto Brasileiro de Meio Ambiente - IBAMA e Ministério Público Federal.		
3) Processos administrativos decorrentes de multas ambientais relacionadas a operação de exploração e produção (upstream) 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.	1.550	1.469
4) Processos diversos de natureza ambiental	3.193	3.203
Total de processos de natureza ambiental	16.357	7.787

31.4. Ações coletivas (class actions) e processos relacionados

31.4.1. Ação coletiva e ações individuais relacionadas nos Estados Unidos

Em 31 de dezembro de 2017, a companhia assinou um acordo ("Acordo da Ação Coletiva") para encerrar a Ação Coletiva. Como anteriormente informado, entre 8 de dezembro de 2014 e 7 de janeiro de 2015, cinco ações coletivas (class actions) foram propostas contra a companhia, Petrobras International Finance Company S.A. ("PifCo"), que já havia sido incorporada pela Petrobras Global Finance BV ("PGF"), PGF (coletivamente com a Companhia e PifCo, a "Petrobras"), certos subscritores de ofertas públicas de títulos de dívida feitas pelos Réus da Petrobras (os "Subscritores"), entre outros réus (os "Réus"), perante a Corte Federal para o Distrito Sul de Nova Iorque, nos Estados Unidos ("Corte Distrital"). Essas ações foram consolidadas em 17 de fevereiro de 2015 ("Ação Coletiva"). A Corte designou um autor líder, Universities Superannuation Scheme Limited ("USS"), em 4 de março de 2015.

Em resumo, na Ação Coletiva, foram apresentados pedidos com base no United States Securities Exchange Act de 1934 (o "Exchange Act") e no United States Securities Act de 1933 (o "Securities Act"), sob a alegação de que a companhia, através de fatos relevantes, comunicados e outras informações arquivadas na United States Securities and Exchange Commission (a "SEC"), teria reportado informações materialmente falsas e cometido omissões capazes de induzir os investidores a erro, principalmente com relação ao valor de seus ativos, despesas, lucro líquido e eficácia de seus controles internos sobre as demonstrações financeiras e as políticas anticorrupção.

Em 22 de junho de 2018, a Corte Distrital aprovou definitivamente o Acordo da Ação Coletiva e rejeitou as impugnações apresentadas.

O Acordo da Ação Coletiva tem por objetivo encerrar todas as demandas atualmente em curso e que poderiam ser propostas por adquirentes de valores mobiliários da Petrobras, incluindo valores emitidos por Pifco e/ou PGF, nos Estados Unidos ou por adquirentes de valores mobiliários da Petrobras listados para transações na Bolsa de Valores de Nova Iorque, ou nos termos de outras transações cobertas, ou que foram liquidados por meio da *Depository Trust Company*. Aquisições de valores mobiliários da Petrobras na B3 estão excluídas do referido acordo.

O Acordo da Ação Coletiva foi firmado para eliminar o risco de um julgamento desfavorável, que, conforme anteriormente reportado, poderia causar um efeito material adverso à Petrobras e a sua situação financeira, bem como eliminar incertezas, ônus e custos associados à continuidade dessa disputa.

No Acordo da Ação Coletiva, 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. Em 1º de março de 2018, a Petrobras e PGF depositaram a primeira parcela do acordo em uma conta designada pelo autor-líder da Ação Coletiva ("Escrow Account"), registrada em outros ativos circulantes. A segunda parcela foi depositada no dia 2 de julho de 2018 e a terceira parcela depositada no dia 15 de janeiro de 2019. A atualização cambial da provisão gerou uma despesa de R\$ 1.646, registrada em outras despesas operacionais.

Alguns objetores apelaram da decisão definitiva, sendo que um recurso se encontra pendente de julgamento. Caso as instâncias superiores anulem o acordo, ou se o acordo não se tornar final por outras razões, a companhia retornará à posição em que estava antes do Acordo da Ação Coletiva e, dependendo do resultado da disputa subsequente, a companhia pode ser obrigada a pagar quantias substanciais, que podem ter um efeito material adverso à sua condição financeira, seus resultados operacionais ou seu caixa.

O pedido de recurso à Suprema Corte dos Estados Unidos apresentado pela Petrobras, em 30 de agosto de 2017, referente à certificação da classe, continua suspenso, aguardando a aprovação final do Acordo da Ação Coletiva. Se o Acordo da Ação Coletiva se tornar definitivo, a Petrobras desistirá do mencionado recurso.

Algumas pessoas físicas estão buscando medidas no Brasil contra a Petrobras para anular e/ou suspender o Acordo da Ação Coletiva. Até o momento, nenhuma medida adversa foi deferida contra o referido acordo.

Além da Ação Coletiva, 33 ações judiciais foram movidas por investidores individuais perante a mesma Corte Distrital de Nova Iorque e uma ação judicial foi proposta perante a Corte Distrital dos Estados Unidos para o Distrito Leste da Pensilvânia (coletivamente, as "Ações Individuais"), consistindo em alegações semelhantes às da Ação Coletiva. Todas as Ações Individuais foram encerradas, ou porque os demandantes individuais aderiram voluntariamente ao Acordo da Ação Coletiva ou por meio de acordos. Os termos de tais acordos são confidenciais e a Petrobras nega todas as alegações de irregularidades. Os acordos visam eliminar as incertezas, ônus e despesas dos processos em andamento.

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 receitas operacionais.

31.4.2. 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, suas subsidiárias Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV) e Petrobras Global Finance B.V. (PGF), empreendimento controlado em conjunto 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 como resultado dos 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 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 Distrital proferiu sua decisão sobre esses temas preliminares tendo entendido que possui jurisdição para julgar a maioria dos pedidos formulados pela Fundação. Não houve qualquer análise em relação ao mérito da causa, uma vez que o tribunal se manifestou apenas sobre questões processuais.

Em 18 de dezembro de 2018, uma audiência foi realizada perante a Corte Distrital de Rotterdam e o cronograma das próximas fases da ação coletiva foi definido. A próxima audiência será realizada em 16 de abril de 2019.

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.

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

31.4.3. 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. Adicionalmente, para satisfazer eventuais condenações nestas arbitragens, poderia ser utilizada metade do valor já pago por força do Acordo de Assunção de Compromissos, celebrado com o Ministério Público Federal (MPF), conforme nota explicativa 3.3.1.

31.4.4. 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. 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.

Como resultado de uma análise preliminar, a Petrobras considera que as alegações são totalmente infundadas. No entanto, considerando: (i) que a Petrobras ainda não apresentou defesa na arbitragem; (ii) que o processo está em fase inicial e (iii) as incertezas inerentes a esse tipo de procedimento, não é possível para a Companhia identificar possíveis riscos relacionados a esta demanda e produzir uma estimativa confiável da perda potencial nesta arbitragem, se houver.

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

31.5. Processos judiciais – recuperação de tributos

31.5.1. Recuperação de PIS e COFINS

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 2018, a companhia possui registrados em outros ativos realizáveis a longo prazo, atualizado monetariamente, o montante de R\$ 3.135 (R\$ 3.212 em 31 de dezembro de 2017) referente a PIS e COFINS.

31.5.2. 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.

Nesse contexto, a companhia está realizando o levantamento dos valores relacionados à matéria, principalmente em virtude do longo período abrangido, portanto, o ativo contingente ainda não foi razoavelmente estimado até a presente data.

32. 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.

Assim sendo, em 31 de dezembro de 2018, a quantidade contratada do GSA para o ano de 2019 é de aproximadamente 10,98 bilhões de m³ de gás natural, equivalentes a 30,08 milhões de m³ por dia, que corresponde a um valor total estimado de US\$ 2,09 bilhões.

Em 1º de janeiro de 2019, o dispositivo contratual referente à prorrogação anteriormente mencionado indica uma extensão do GSA até junho de 2022, na base de 30,08 milhões de m³ por dia, representando um valor total adicional estimado de US\$ 4,85 bilhões para o período compreendido entre 01 de janeiro de 2020 e 30 de junho de 2022.

33. 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\$ 9.012 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, permanecendo em vigor R\$ 4.643 líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, R\$ 4.230 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e R\$ 413 referem-se a garantias bancárias.

34. 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, o que envolve a participação do Comitê Executivo de Riscos, 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 2018, 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:

	Valor nominal		Posição patrimonial consolidada Valor Justo		Vencimento
	31.12.2018	31.12.2017	Posição Ativa (Passiva)	31.12.2017	
Derivativos não designados como Hedge					
Contratos Futuros ^(*)	(14.043)	(15.561)	418	(323)	
Compra/Petróleo e Derivados	40.017	43.862	-	-	2019/2020
Venda/Petróleo e Derivados	(54.060)	(59.423)	-	-	2019/2020
Contratos a Termo					
Compra/Câmbio (BRL/USD) ^(**)	US\$ 137	US\$ 55	(9)	1	2019
Venda/Câmbio (BRL/USD) ^(**)	US\$ 92	US\$ 78	(4)	(1)	2019
Compra/Câmbio (EUR/USD) ^(**)	EUR 3000	-	(478)	-	2019
Compra/Câmbio (GBP/USD)	GBP 419	-	(43)	-	2019
SWAP					
Câmbio - cross currency swap ^(**)	GBP 700	GBP 700	2	305	2026
Câmbio - cross currency swap ^(**)	GBP 600	GBP 600	(273)	41	2034
Total reconhecido no Balanço Patrimonial			(387)	23	-

(*) Valor nominal em mil bbl

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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no resultado do exercício (*)		Ganho/(Perda) reconhecido(a) no patrimônio líquido (**)	
	2018	2017	2018	2017
Derivativos de <i>commodities</i>	(1.371)	(470)	-	(30)
Derivativos de moeda	(1.434)	286	-	-
Derivativos de juros	-	(28)	-	13
	(2.805)	(212)	-	(17)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações (***)	(12.121)	(10.067)	(20.350)	7.994
Total	(14.926)	(10.279)	(20.350)	7.977

(*) Valores reconhecidos como resultado financeiro no período.

(**) Valores reconhecidos como outros resultados abrangentes no período.

(***) Utilizando instrumentos financeiros não derivativos, conforme nota explicativa 34.2.

	Garantias dadas (recebidas) como colaterais	
	31.12.2018	31.12.2017
Derivativos de <i>commodities</i>	(185)	679
Derivativos de moeda	271	(166)
Total	86	513

A análise de sensibilidade do valor dos instrumentos financeiros derivativos com relação aos diferentes tipos de risco de mercado em 31 de dezembro de 2018 é apresentada a seguir:

				Consolidado
			Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Operações	Risco	Cenário Provável ⁽¹⁾		
Derivativos não designados como <i>Hedge</i>				
Contratos Futuros	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	-	(520)	(1.040)
Contratos a Termo	Câmbio - Desvalorização do BRL frente ao USD	5	(44)	(88)
		5	(564)	(1.128)

(*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Preços de Petróleo e Derivados: valor justo em 31/Dez/2018 / Real x Dólar - valorização do real em 2,7%. Fonte: Focus.

34.1. 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 de Negócios e Gestão, a execução de estratégia de proteção ocasional com derivativos pode ser aplicável.

Desta forma, a Petrobras executou estratégia de *hedge* protetivo de parte de sua exportação de óleo prevista para o ano de 2018. As operações foram realizadas ao longo dos meses de fevereiro e março, em volume equivalente a 128 milhões de barris de óleo. Foram adquiridas opções de venda com preço de exercício referenciado na média das cotações do petróleo tipo Brent daqueles meses até o fim de 2018, com custo médio de US\$ 3,48 por barril e preço de exercício médio em torno de US\$ 65/barril. O vencimento das opções ocorreu em 31 de dezembro de 2018.

A operação visou proteger parcela da geração operacional de caixa projetada pela companhia para o ano de 2018, garantindo um nível de preço mínimo para o volume objeto da operação sem, entretanto, travar o preço caso a cotação média do Brent no ano superasse o valor de referência. Assim, havia proteção nos cenários de baixa dos preços do Brent e continuava havendo fruição dos preços mais elevados nos cenários de alta do Brent. O objetivo era reduzir o impacto negativo na geração de caixa da empresa nos cenários de preço mais adverso, aumentando o grau de confiança da estratégia de desalavancagem.

No período de janeiro a dezembro de 2018, em função da marcação a mercado das opções de venda deste *hedge* protetivo e em decorrência da valorização da commodity no mercado internacional, foi apurada uma variação negativa nas opções de venda no montante de R\$ 1.466, alocada no segmento corporativo, registrada em outras despesas operacionais.

Adicionalmente, em setembro de 2018, foi aprovada pela Diretoria Executiva a proposta de estratégia de contratação de operações de instrumentos financeiros derivativos de commodity e câmbio. A companhia passou a adotar tal estratégia, denominada “Estratégia de Derivativos” para os preços da gasolina e de câmbio (NDF - *Non Deliverable Forward*), visando dar flexibilidade adicional à gestão na política de preços, permitindo a opção de alterar a frequência dos reajustes diários do preço da gasolina no mercado interno, podendo até mantê-lo estável por curtos períodos de tempo, de até 15 dias, conciliando seus interesses empresariais com as demandas de seus clientes e agentes de mercado em geral.

A Estratégia de Derivativos poderá ser aplicada em momentos de elevada volatilidade no mercado, de forma a conferir um resultado equivalente ao que seria obtido com a atual prática de reajustes diários, que continua também como opção da companhia. A variação nas operações contratadas apresentou uma perda de R\$ 126 registrada em outras despesas operacionais.

34.2. 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 negócio 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 financeiros envolve, preferencialmente, a adoção de ações estruturais, ou seja, envolvendo 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

Considerando a relação de proteção natural e a estratégia de gestão de risco descrita anteriormente, 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 (instrumentos financeiros não derivativos), bem como de contratos de câmbio a termo, foram designados como instrumentos de proteção. Os derivativos vencidos no decorrer do período foram substituídos por dívidas nas relações de *hedge* para os quais haviam sido designados.

As relações de *hedge* individuais foram 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.

Caso as exportações cujas variações cambiais foram designadas em relação de *hedge* deixem de ser consideradas altamente prováveis mas continuem previstas, a relação de *hedge* é revogada e a variação cambial acumulada até a data da revogação é mantida no patrimônio líquido, sendo reclassificado para o resultado 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*.

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. No período de janeiro a dezembro de 2018, foi reconhecido uma perda cambial de R\$ 230 referente à inefetividade na linha de variação cambial.

Os valores de referência, a valor presente, dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2018, 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 3,8748, são apresentados a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Instrumento de hedge	Objeto de hedge	Tipo de risco protegido	Período de proteção	Valor de referência (a valor presente) dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2018	
				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 janeiro/2019 a dezembro/2028	66.168	256.390
Movimentação do valor de referência (principal e juros)				US\$ milhões	R\$
Designação em 31 de dezembro de 2017				58.400	193.189
Novas designações, revogações e redesignações				31.521	116.927
Realização por exportações				(6.881)	(25.151)
Amortização de endividamento				(16.872)	(61.277)
Variação Cambial				-	32.702
Valor em 31 de dezembro de 2018				66.168	256.390
Valor nominal dos instrumentos de hedge (financiamentos) em 31 de dezembro de 2018				75.223	291.476

As exportações futuras designadas como objetos de proteção nas relações de *hedge* de fluxo de caixa representam, em média, 57,7% das exportações futuras altamente prováveis.

A seguir é apresentada a movimentação da variação cambial acumulada em outros resultados abrangentes em 31 de dezembro de 2018, a ser realizada pelas exportações:

	Variação cambial	Efeito tributário	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2017	(38.058)	12.940	(25.118)
Reconhecido no patrimônio líquido	(2.073)	705	(1.368)
Transferido para resultado por realização	10.059	(3.420)	6.639
Transferido para resultado por exportações previstas que deixaram de ser esperadas/realizadas	8	(3)	5
Saldo em 31 de dezembro de 2017	(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
Saldo em 31 de dezembro de 2018	(50.414)	17.141	(33.273)

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 PNG 2019-2023, não indica 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 2018 é demonstrada a seguir:

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 a 2028	Consolidado Total
Expectativa de realização	(11.691)	(10.225)	(9.700)	(10.589)	(6.365)	(3.387)	380	1.163	(50.414)

A partir de 1º de Janeiro de 2018, entrou em vigor o pronunciamento técnico CPC 48 (IFRS 9), que contém novos requerimentos para a aplicação da contabilidade de *hedge*. A nota explicativa 2.3 traz maiores informações sobre os efeitos deste normativo na companhia.

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 nominal total de GBP 1300 milhões, sendo GBP 700 milhões com vencimento em dezembro de 2026 e GBP 600 milhões com vencimento em janeiro de 2034. A variação nas operações contratadas apresentou uma perda de R\$ 968, registrada em resultado financeiro (em 2017, ganho de R\$ 304). A companhia não tem intenção de liquidar tais contratos antes do prazo de vencimento.

c) 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 nominal 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*. A variação nas operações contratadas apresentou uma perda de R\$ 510, registrada em resultado financeiro. A companhia não tem intenção de liquidar tais contratos antes do prazo de vencimento.

d) 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 31.12.2018	Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Ativos	27.828		(753)	6.957	13.914
Passivos**	(283.631)	Dólar / Real	7.671	(70.908)	(141.816)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	256.390		(6.934)	64.098	128.195
	587		(16)	147	293
Ativos	31	Euro / Real	(1)	8	16
Passivos	(76)		2	(19)	(38)
	(45)		1	(11)	(22)
Ativos	13.638	Euro / Dólar	51	3.410	6.819
Passivos	(26.109)		(98)	(6.527)	(13.055)
Non Deliverable Forward (NDF)	13.317		50	3.329	6.658
	846		3	212	422
Ativos	5	Libra / Real	-	1	3
Passivos	(79)		1	(20)	(40)
	(74)		1	(19)	(37)
Ativos	9.055	Libra / Dólar	134	2.264	4.528
Passivos	(15.620)		(231)	(3.905)	(7.810)
Derivativo - cross currency swap	6.450		96	1.613	3.225
Non Deliverable Forward (NDF)	2.079		31	520	1.039
	1.964		30	492	982
Total	3.278		19	821	1.638

(*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Real x Dólar - valorização do real em 2,7% / Iene x Dólar - desvalorização do iene em 1% / Euro x Dólar - valorização do euro em 0,4% / Libra x Dólar - valorização da libra em 1,5% / Real x Euro - valorização do real em 2,3% / Real x Libra - valorização do real em 1,2%.

Fonte: Focus e Bloomberg

(**) Inclui provisão da Class Action (nota explicativa 31.4).

34.3. 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.

34.4. 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.

Conforme o Plano de Negócios e Gestão 2019-2023, 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 2018 o endividamento bruto recuou 9,6%, principalmente em decorrência da amortização de dívidas. O endividamento líquido reduziu 4,2% e o prazo médio de vencimento da dívida ficou em 9,14 anos (8,62 anos em 31 dezembro de 2017).

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	
	31.12.2018	31.12.2017
Endividamento total	326.876	361.483
Caixa e equivalentes de Caixa	53.854	74.494
Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> (vencimento superior a 3 meses)	4.198	6.237
Endividamento líquido	268.824	280.752
EBITDA ajustado	114.852	76.557
Índice de endividamento líquido/EBITDA ajustado	2,34	3,67

Destaca-se o atingimento da meta de alavancagem de 2,5 do índice de endividamento líquido/EBITDA ajustado para o ano de 2018. A meta deste índice para o ano de 2020 é de 1,5 conforme PNG 2019-2023.

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 PNG 2019-2023 de US\$ 26,9 bilhões.

Entretanto, essa carteira de desinvestimentos é dinâmica, pois o desenvolvimento das transações dependerá das condições negociais e de mercado, podendo sofrer alterações em função do ambiente externo e da análise contínua dos negócios da companhia, não atendendo, por estes motivos as condições de classificação para ativos mantidos para venda, conforme definido na nota explicativa 4.13.

34.5. 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 A2/F2.

34.5.1. Qualidade do crédito de ativos financeiros

a) Contas a receber de clientes

A maior parte dos clientes da Petrobras não possui classificação de risco concedida por agências avaliadoras. Desta forma, as comissões de crédito 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*	
	2018	2017	2018	2017
AAA	-	-	3	-
AA	3.143	2.488	-	2.015
A	32.630	49.169	-	-
BBB	197	2.650	-	-
BB	10.071	11.797	-	-
B	7	12	-	-
AAA.br	2.737	417	4.176	-
AA.br	5.035	2.707	224	-
A.br	-	4.097	-	-
BB.br	-	1.050	-	3.843
Outras classificações	34	107	-	-
	53.854	74.494	4.403	5.858

*Em 2017, não inclui valor de ações, compostos principalmente pelas ações da São Martinho, classificadas como mantidos para venda conforme nota explicativa 10.

34.6. 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 através 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 através 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	2019	2020	2021	2022	2023	2024 em diante	Consolidado	
							31.12.2018	31.12.2017
Principal	9.329	15.768	27.696	40.457	46.954	190.235	330.439	365.632
Juros	19.189	18.750	17.723	16.073	13.623	113.646	199.004	200.887
Total	28.518	34.518	45.419	56.530	60.577	303.881	529.443	566.519

34.7. Seguros

Para proteção do seu patrimônio a Petrobras transfere, através 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. Os demais riscos são objeto de autosseguro com a Petrobras, intencionalmente, assumindo o risco integral, mediante ausência de seguro. Para os seguros contratados, a companhia também assume parcela de seu risco, através de franquias que podem chegar ao montante equivalente a US\$ 180 milhões.

Adicionalmente, a companhia possui compromissos de indenidade conforme detalhado na nota explicativa 19.8

As informações principais sobre a cobertura de seguros vigente em 31 de dezembro de 2018 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	565.299	438.668
Navios-tanque e embarcações auxiliares	Cascos	12.945	1.235
Plataformas fixas, sistemas flutuantes de produção e unidades de perfuração marítimas	Riscos de petróleo	110.863	21.529
Total em 31 de dezembro de 2018		689.107	461.432
Total em 31 de dezembro de 2017		638.831	372.081

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

35. Valor justo dos ativos e passivos financeiros

Os valores justos são determinados com base nos preços de mercado, quando disponíveis, ou na falta destes, no valor presente de fluxos de caixa futuros esperados.

A hierarquia dos valores justos dos ativos e passivos financeiros registrados em base recorrente está demonstrada a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

- Nível I: são preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos aos quais a entidade pode ter acesso na data de mensuração;
- Nível II: são informações, que não os preços cotados incluídos no Nível 1, observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente;
- Nível III: são informações não observáveis para o ativo ou passivo.

	Valor justo medido com base em			
	Total do valor			
	Nível I	Nível II	Nível III	justo contabilizado
Ativos				
Títulos e valores mobiliários	4.228	-	-	4.228
Derivativos de Moeda Estrangeira	-	2	-	2
Saldo em 31 de dezembro de 2018	4.228	2	-	4.230
Saldo em 31 de dezembro de 2017	6.051	346	-	6.397
Passivos				
Derivativos de Moeda Estrangeira	-	(807)	-	(807)
Derivativos de commodities	418	-	-	418
Saldo em 31 de dezembro de 2018	418	(807)	-	(389)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	(323)	-	-	(323)

Não há transferências relevantes entre os níveis.

O valor justo estimado para os financiamentos da companhia, calculado a taxas de mercado vigentes, é apresentado na nota explicativa 17.3.

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. Eventos subsequentes

36.1. 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. (Chevron), 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.

O valor da transação é de US\$ 562 milhões, sendo US\$ 350 milhões pelo valor das ações e US\$ 212 milhões de capital de giro (data base de outubro/2018). O valor final da operação está sujeito a ajustes de capital de giro até a data de fechamento da transação.

A conclusão da transação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes usuais, tais como a obtenção das aprovações pelos órgãos antitruste dos Estados Unidos e do Brasil.

36.2. Oferta Pública de Debêntures

Em 18 de dezembro de 2018, o conselho de administração aprovou a 6ª (sexta) emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, sem garantia (“Debêntures”), em até 3 séries, sendo que a existência de cada série e a quantidade de Debêntures a ser alocada em cada série será definida em procedimento de *bookbuilding* (sistema de “vasos comunicantes”) no montante inicial de R\$ 3.000. Em 31 de janeiro de 2019, foi finalizado o procedimento de *bookbuilding* resultando no valor total de R\$ 3.600.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

As Debêntures da 1ª e a 2ª séries contarão com o incentivo previsto no art. 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, e na regulamentação aplicável, sendo os respectivos recursos captados aplicados exclusivamente no exercício das atividades de exploração e produção de alguns campos. Por sua vez, os recursos líquidos captados com as Debêntures da 3ª série serão destinados 90% ao Pré-pagamento parcial de cédula bancária ("CCB"), emitida pela companhia em 2008, com vencimento previsto para novembro de 2023, e 10% ao reforço de caixa para utilização no curso ordinário dos negócios da Emissora.

As Debêntures da 1ª e da 2ª séries, cujo valor nominal unitário será atualizado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), terão prazos de vencimento de sete anos e dez anos, respectivamente e juros remuneratórios equivalentes a IPCA+ 4,0460% a.a. e IPCA+ 4,2186% a.a., respectivamente. As Debêntures da 3ª série, cujo valor nominal unitário não será atualizado monetariamente, terão prazo de vencimento de sete anos e juros remuneratórios equivalentes 106,25% do CDI.

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Balanco Social (não auditado)

	2018	Consolidado 2017
1- Base de Cálculo		
Receita de vendas Consolidada (RL)	349.836	283.695
Lucro (Prejuízo) antes da participação no lucro e impostos consolidados (RO)	43.776	6.174
Folha de pagamento bruta consolidada (FPB) (i)	29.899	27.164

	% sobre			% sobre		
2- Indicadores Sociais Internos	Valor	FPB	RL	Valor	FPB	RL
Alimentação	1.061	3,55	0,30	1.039	3,82	0,37
Encargos sociais compulsórios	5.653	18,91	1,62	5.633	20,74	1,99
Previdência privada	3.202	10,71	0,92	2.451	9,02	0,86
Saúde	2.214	7,40	0,63	2.030	7,47	0,72
Segurança e saúde no trabalho	211	0,71	0,06	183	0,67	0,06
Educação	298	1,00	0,09	283	1,04	0,10
Cultura	1	-	-	1	-	-
Capacitação e desenvolvimento profissional	203	0,68	0,06	141	0,52	0,05
Creches ou auxílio-creche	45	0,15	0,01	70	0,26	0,02
Participação dos empregados nos lucros ou resultados e programa de remuneração variável de empregados	2.763	9,24	0,79	487	1,79	0,17
Outros	56	0,19	0,02	67	0,25	0,02
Total - Indicadores sociais internos	15.707	52,53	4,49	12.385	45,59	4,37

	% sobre			% sobre		
3- Indicadores Sociais Externos	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
Socioambiental	87	0,20	0,02	60	0,97	0,02
Cultural	38	0,09	0,01	61	0,99	0,02
Esportivo	80	0,18	0,02	21	0,34	0,01
Total de investimentos para a sociedade	205	0,47	0,06	142	2,30	0,05
Tributos (excluídos encargos sociais)	147.299	336,48	42,11	117.313	1.900,11	41,35
Total - Indicadores sociais externos	147.504	336,95	42,16	117.455	1.902,41	41,40

	% sobre			% sobre		
4- Indicadores Ambientais	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	3.078	7,03	0,88	2.522	40,85	0,89
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 (I):	<div> <div>() não possui metas () cumpre de 0 a 50% () não possui metas () cumpre de 0 a 50%</div> <div>() cumpre de 51 a 75% (X) cumpre de 76 a 100% () cumpre de 51 a 75% (X) cumpre de 76 a 100%</div> </div>					

		Consolidado
5- Indicadores do Corpo Funcional	2018	2017
Número de empregados(as) ao final do período	63.361	62.703
Número de admissões durante o período (II)	2.064	1.047
Número de empregados(as) de empresas prestadoras de serviços (III)	116.065	117.201
Número de estagiários(as) (IV)	700	987
Número de empregados(as) acima de 45 anos (V)	25.223	24.082
Número de mulheres que trabalham na empresa (V)	10.518	10.411
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres (V)	18,1%	15,4%
Número de negros(as) que trabalham na empresa (VI)	17.914	17.491
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as) (VII)	17,7%	22,2%
Número de empregados com deficiência (VIII)	239	342

6- Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial

	2018	Metas 2019
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa (IX)	27,9	-
Número total de acidentes de trabalho (X)	1.361	1.129
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção e gerências (X) direção e gerências () todos(as) empregados(as) () todos(as) + Cipa	() direção e gerências (X) direção e gerências () todos(as) empregados(as) () todos(as) + Cipa
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	() não se envolve () segue as normas da OIT (X) direção e gerências () todos(as) empregados(as) () todos(as) + Cipa	() não se envolverá () seguirá as normas da OIT (X) direção e gerências () todos(as) empregados(as) () todos(as) + Cipa
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 () todos(as) empregados(as) () todos(as) + Cipa	() não se envolverá () seguirá as normas da OIT (X) incentivará e seguirá a OIT () todos(as) empregados(as) () todos(as) + Cipa
A previdência privada contempla:	() direção e gerências () todos(as) empregados(as) () todos(as) + Cipa	() direção e gerências () todos(as) empregados(as) () todos(as) + Cipa
A participação dos lucros ou resultados contempla:	() não são considerados () são sugeridos (X) são exigidos	() não serão considerados () serão sugeridos (X) serão exigidos
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 () todos(as) empregados(as) () todos(as) + Cipa	() não se envolverá () apoiará (X) organizará e incentivará () todos(as) empregados(as) () todos(as) + Cipa
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	na empresa 76.860 no Procon 54 na Justiça 66	na empresa 6.953 no Procon - na Justiça 28
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (XI)	na empresa 99,4% no Procon 17,2% na Justiça 19,7%	na empresa 98% no Procon - na Justiça 7
Percentual de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas: (XII)	Em 2018: 55% governo 12% colaboradores(as) 2% acionistas	Em 2017: 54% governo 14% colaboradores(as) 0% acionistas
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	281.097	216.014
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	55% governo 12% colaboradores(as) 2% acionistas	54% governo 14% colaboradores(as) 0% acionistas

7 - Outras Informações

- O Limite de Alerta para resíduos em 2018 foi de 173,4 mil toneladas e o valor realizado no período foi de aproximadamente 120 mil toneladas.
- 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.
- Em dezembro de 2015, na Petrobras Controladora, esse dado passou a abranger apenas os empregados de empresas prestadoras de serviços que trabalham nas instalações da Petrobras.
- Informações relativas aos estagiários da Petrobras Controladora, Empresas Controladas no Brasil (Petrobras Distribuidora, Transpetro, Breitener Energética, Breitener Tambaqui, Breitener Jaraqui, Gas Brasileiro e TBG; as demais não possuem programas de estágio) e Empresas controladas no Exterior (Colômbia, EUA e Paraguai; as demais não possuem estagiários).
- Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Empresas Controladas no Brasil (Petrobras Distribuidora, Transpetro, Liquigás, Araucária, Breitener Energética, Breitener Tambaqui, Breitener Jaraqui, Gas Brasileiro, Stratura, TBG, Termobahia, Termomacaé e Petrobras Biocombustível) e Empresas Controladas no Exterior (Argentina, Bolívia, Colômbia, Singapura, EUA, Holanda, Inglaterra e Uruguai; Líbia e Turquia não possuem empregadas do sexo feminino).
- Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Empresas Controladas no Brasil (Petrobras Distribuidora, Transpetro, Liquigás, Araucária, Breitener Energética, Breitener Jaraqui, Gas Brasileiro, TBG, Termobahia e Petrobras Biocombustível) e Empresas Controladas no Exterior (Argentina, Bolívia, Colômbia, Singapura, EUA, Holanda, Inglaterra e Uruguai; Líbia e Turquia não possuem empregadas do sexo feminino).
- Do total dos cargos de chefia da Petrobras Controladora ocupados por empregados que informaram cor/raça, 17,7% são exercidos por pessoas que se autodeclararam negras (cor parda e preta). Não temos em nossos controles a cor/raça autodeclarados dos cedidos para a Petrobras Holding (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.
- 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 2018 abrangem apenas a Petrobras Controladora.
- Informações da Petrobras Controladora.
- Refere-se ao número de acidentados. Não há meta específica para o número total de acidentes de trabalho. O número apresentado para 2019 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 1,01 para 2018, com limite de alerta em 0,99 em 2019.
- As informações "na empresa", "no Procon" e "na Justiça" incluem o quantitativo de reclamações e críticas recebidas em 2018 pela Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora e Liquigás. A previsão "na empresa" para 2019 inclui apenas Petrobras Controladora e Liquigás. Não há previsão "no Procon" para 2019. A previsão "na Justiça" inclui apenas Liquigás.
- As informações "na empresa", "no Procon" e "na Justiça" incluem o quantitativo de reclamações e críticas recebidas em 2018 pela Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora e Liquigás. A previsão "na empresa" refere-se Petrobras Controladora e Liquigás. Não há previsão "no Procon" para 2019. A previsão "na Justiça" inclui apenas Liquigás.

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 2018, gerou receitas de aproximadamente R\$ 889 e custos de R\$ 2.276, resultado este custeado pelo orçamento da companhia. Em 31 de dezembro de 2018, a companhia possuía contratos nessa modalidade com duas usinas e com uma terceira usina o fornecimento de gás natural ocorre por força de mandato 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 2018, os custos associados ao CONPET, custeados pelo orçamento da companhia, foram considerados imateriais.

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 – Atividades de Extração - Petróleo e Gás, emitido pela Securities and Exchange Commission (SEC). 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 2018, mantém atividades no Brasil, na América do Sul, que inclui Argentina, Colômbia e Bolívia; e na América do Norte, no México. As informações apresentadas relativas a investidas por equivalência patrimonial se referem às operações da Petrobras Oil and Gas B.V. (PO&G) na África, na Nigéria, 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, na América do Norte, nos Estados Unidos da América. Contudo, a companhia registra reservas somente nos países Brasil, Estados Unidos da América, Nigéria e Argentina. A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas.

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 4.7. Adicionalmente, as práticas contábeis adotadas para reconhecimento, mensuração e divulgação de ativos imobilizados e intangíveis são descritas nas notas explicativas 4.8 e 4.9.

A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos capitalizados referentes às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, juntamente com as correspondentes depreciação, depleção e amortização acumuladas, e provisões para abandono:

	Consolidado					Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Total	Total
31 de dezembro de 2018						
Reservas de petróleo e gás não provadas	23.245	435	-	-	435	23.680
Reservas de petróleo e gás provadas	343.198	559	1	-	560	343.758
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
Depreciação, Depleção e Amortização	(235.935)	(2.107)	(1)	(113)	(2.221)	(238.156)
Custos capitalizados, líquidos	455.298	1.403	-	1.395	2.798	458.096
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
Equipamentos de suporte	284.558	2.005	267	1.298	3.570	288.128
Custos capitalizados brutos	621.966	2.732	15.668	1.298	19.698	641.664
Depreciação, Depleção e Amortização	(209.213)	(1.666)	(7.334)	(39)	(9.040)	(218.253)
Custos capitalizados, líquidos	412.753	1.065	8.334	1.259	10.658	423.411
31 de dezembro de 2016						
Reservas de petróleo e gás não provadas	22.741	376	899	-	1.275	24.016
Reservas de petróleo e gás provadas	284.439	288	13.896	-	14.184	298.623
Equipamentos de suporte	272.926	1.541	228	13	1.782	274.708
Custos capitalizados brutos	580.106	2.205	15.023	13	17.241	597.347
Depreciação, Depleção e Amortização	(181.213)	(1.134)	(6.247)	(13)	(7.394)	(188.607)
Custos capitalizados, líquidos	398.893	1.071	8.776	-	9.847	408.740

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		
31 de dezembro de 2018							
Custos de aquisição de áreas							
Provadas	-	-	-	-	-	-	-
Não provadas	3.285	-	-	-	-	3.285	-
Custos de exploração	2.759	37	2	-	39	2.799	18
Custos de desenvolvimento	35.101	118	831	-	949	36.050	916
Total	41.145	155	833	-	988	42.134	934
31 de dezembro de 2017							
Custos de aquisição de áreas							
Provadas	-	-	-	-	-	-	-
Não provadas	2.932	-	-	-	-	2.932	-
Custos de exploração	3.905	106	14	-	121	4.026	12
Custos de desenvolvimento	36.898	75	734	-	809	37.707	939
Total	43.735	181	748	-	930	44.665	951
31 de dezembro de 2016							
Custos de aquisição de áreas							
Provadas	-	347	-	-	347	347	-
Não provadas	-	-	-	-	-	-	-
Custos de exploração	5.127	155	21	4	180	5.307	16
Custos de desenvolvimento	42.342	622	523	-	1.145	43.487	1.374
Total	47.469	1.124	544	4	1.672	49.141	1.390

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 2018, 2017 e 2016 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	Exterior Total	Total
31 de dezembro de 2018						
Receitas operacionais líquidas						
Vendas a terceiros	4.183	698	3.682	-	4.380	8.563
Intersegmentos	182.982	1	-	-	1	182.983
	187.165	699	3.682	-	4.381	191.546
Custos de produção	(72.111)	(283)	(560)	-	(843)	(72.954)
Despesas de exploração	(1.875)	(27)	(2)	-	(29)	(1.904)
Depreciação, depleção e amortização	(31.621)	(145)	(804)	(75)	(1.024)	(32.645)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(2.573)	-	(2.775)	-	(2.775)	(5.348)
Outras despesas operacionais líquidas	(8.497)	(3.227)	(340)	(147)	(3.714)	(12.211)
Resultados antes dos impostos	70.488	(2.983)	(799)	(222)	(4.004)	66.484
Imposto de renda e contribuição social	(23.966)	1.014	272	75	1.361	(22.605)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	46.522	(1.969)	(527)	(147)	(2.643)	43.879
31 de dezembro de 2017						
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)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	22.793	77	(127)	(603)	(653)	22.140
31 de dezembro de 2016						
Receitas operacionais líquidas						
Vendas a terceiros	2.363	776	1.948	-	2.724	5.087
Intersegmentos	109.101	1.845	-	-	1.845	110.946
	111.464	2.621	1.948	-	4.569	116.033
Custos de produção	(48.162)	(1.119)	(464)	-	(1.583)	(49.745)
Despesas de exploração	(5.533)	(115)	(404)	(4)	(523)	(6.056)
Depreciação, depleção e amortização	(34.958)	(349)	(1.150)	-	(1.499)	(36.457)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(10.134)	(418)	(148)	-	(566)	(10.700)
Outras despesas operacionais líquidas	(5.425)	(347)	(634)	77	(904)	(6.329)
Resultados antes dos impostos	7.252	273	(852)	73	(506)	6.746
Imposto de renda e contribuição social	(2.466)	(162)	(1)	45	(118)	(2.584)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	4.786	111	(853)	118	(624)	4.162

d) Informações sobre reservas

Conforme apresentado na nota explicativa 5.1, 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 o operador deve 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 2018, 2017 e 2016 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas em conformidade com os conceitos de reservas definidos pela Securities and Exchange Commission.

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Reservas desenvolvidas de petróleo e gás são reservas de qualquer categoria passíveis de serem recuperadas: (i) através 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) através 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 não desenvolvidas. Devido às incertezas inerentes e aos dados limitados sobre reservatórios, as estimativas das reservas estão sujeitas a alterações à medida que se obtém conhecimento de novas informações.

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 31.12.2015	8.544,1	52,3	90,6	-	142,9	6,9	8.693,9
Revisão de estimativas anteriores	179,5	0,1	17,9	-	18,0	0,8	198,4
Extensões e descobertas	87,8	-	-	-	-	-	87,8
Vendas de reservas	-	(46,6)	-	-	(46,6)	-	(46,6)
Aquisição de reservas	-	0,7	-	-	0,7	-	0,7
Produção no ano	(748,5)	(5,7)	(12,1)	-	(17,8)	(0,9)	(767,2)
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)
Reservas em 31.12.2017 (1)	8.249,4	1,2	114,6	-	115,8	6,0	8.371,3
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)
Reservas em 31.12.2018	8.168,7	1,6	-	-	1,6	4,8	8.175,1

(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.

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

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 31.12.2015	-	14,6	-	65,8	80,4	-	80,4
Revisão de estimativas anteriores	-	-	-	11,9	11,9	-	11,9
Vendas de reservas	-	(14,1)	-	-	(14,1)	-	(14,1)
Produção no ano	-	(0,5)	-	(8,7)	(9,2)	-	(9,2)
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)
Reservas em 31.12.2017	-	-	-	63,4	63,4	-	63,4
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)
Reservas em 31.12.2018 (1)	-	-	26,6	59,8	86,4	-	86,4

(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).

(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 31.12.2015	9.587,7	680,5	138,5	-	819,1	9,3	10.416,1
Revisão de estimativas anteriores	(476,2)	22,9	(19,3)	-	3,6	1,2	(471,4)
Extensões e descobertas	92,1	-	-	-	-	-	92,1
Recuperação melhorada	0,1	-	-	-	-	-	0,1
Vendas de reservas	-	(631,9)	-	-	(631,9)	-	(631,9)
Aquisição de reservas	-	93,3	-	-	93,3	-	93,3
Produção no ano	(809,7)	(50,9)	(32,1)	-	(82,9)	(1,4)	(894,0)
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)
Reservas em 31.12.2017 (1)	7.676,1	160,2	40,9	-	201,1	8,1	7.885,3
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)
Reservas em 31.12.2018	7.790,5	214,1	-	-	214,1	5,7	8.010,3

(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.

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

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

	Exterior				Gás Sintético no Brasil	Total
	Gás natural no Brasil	América do Sul	América do Norte	Total de Gás natural no Exterior		
Reservas em 31.12.2015	-	16,9	-	16,6	33,5	33,5
Revisão de estimativas anteriores	-	-	-	(4,1)	(4,1)	(4,1)
Vendas de reservas	-	(16,8)	-	-	(16,8)	(16,8)
Produção no ano	-	(0,1)	-	-	(0,1)	(0,1)
Reservas em 31.12.2016	-	(0,0)	-	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)
Reservas em 31.12.2017	-	(0,0)	-	17,3	17,3	17,3
Transferência por perda de controle	-	-	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)
Reservas em 31.12.2018 (1)	-	-	10,8	47,3	58,1	58,1

(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).

(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 combustível consumido nas operações e excluindo gás reinjetado. Nossas reservas provadas de gás divulgadas incluem volumes de gás combustível, que representam 32% de nossa reserva provada total de gás natural em 2018.

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 2018, 2017 e 2016:

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	Total de óleo equivalente no Exterior		
Reservas em 31.12.2015	10.142,1	165,7	113,7	-	8,5	10.430,0
Revisão de estimativas anteriores	100,2	3,9	14,7	-	1,0	119,8
Extensões e descobertas	103,2	-	-	-	-	103,2
Vendas de reservas	-	(151,9)	-	-	-	(151,9)
Aquisição de reservas	-	16,3	-	-	-	16,3
Produção no ano	(883,4)	(14,2)	(17,4)	-	(1,2)	(916,2)
Reservas em 31.12.2016	9.462,0	19,8	111,0	-	8,3	9.601,1
Revisão de estimativas anteriores	635,7	3,5	27,2	-	0,2	666,6
Extensões e descobertas	75,4	7,1	-	-	-	82,5
Recuperação melhorada	246,7	-	-	-	-	246,7
Produção no ano	(891,0)	(2,6)	(16,7)	-	(1,2)	(911,4)
Reservas em 31.12.2017 (1)	9.528,8	27,9	121,5	-	7,4	9.685,5
Transferência por perda de controle (2)	-	-	(106,5)	-	-	(106,5)
Revisão de estimativas anteriores	465,6	-	-	-	(0,4)	465,2
Extensões e descobertas	331,3	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)	-	(1,2)	(854,0)
Reservas em 31.12.2018	9.467,1	37,2	-	-	5,8	9.510,1

(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

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

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

	Óleo equivalente no Brasil	Exterior				Óleo equivalente sintético no Brasil	Total
		América do Sul	América do Norte	África	Total de óleo equivalente no Exterior		
Reservas em 31.12.2015	-	17,4	-	68,6	86,0	-	86,0
Revisão de estimativas anteriores	-	-	-	11,2	11,2	-	11,2
Vendas de reservas	-	(16,9)	-	-	(16,9)	-	(16,9)
Produção no ano	-	(0,5)	-	(8,7)	(9,2)	-	(9,2)
Reservas em 31.12.2016	-	0,0	-	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)
Reservas em 31.12.2017	-	-	-	66,3	66,3	-	66,3
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)
Reservas em 31.12.2018 (1)	-	-	28,4	67,7	96,1	-	96,1

(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).

(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	Exterior				Óleo equivalente sintético no Brasil	Total
		América do Sul	América do Norte	África	Total de óleo equivalente no Exterior		
Reservas em 31.12.2015	10.142,1	183,1	113,7	68,6	365,4	8,5	10.516,0
Revisão de estimativas anteriores	100,2	3,9	14,7	11,2	29,8	1,0	131,0
Extensões e descobertas	103,2	-	-	-	-	-	103,2
Vendas de reservas	-	(168,8)	-	-	(168,8)	-	(168,8)
Aquisição de reservas	-	16,3	-	-	16,3	-	16,3
Produção no ano	(883,4)	(14,7)	(17,4)	(8,7)	(40,8)	(1,2)	(925,4)
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)
Reservas em 31.12.2017 (1)	9.528,8	27,9	121,5	66,3	215,6	7,4	9.751,7
Transferência por perda de controle (2)	-	-	-	-	-	-	-
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)
Reservas em 31.12.2018 (1)	9.467,1	37,2	28,4	67,7	133,3	5,8	9.606,2

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

(2) Quantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalência patrimonial devido a operação que resultou na constituição de uma joint venture com participação de 80% da Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") e 20% da Petrobras America Inc ("PAI").

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

Em 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.

Em 2016, incorporamos 103 milhões de boe de reservas provadas por extensões e descobertas no Brasil (Bacia de Santos), e acrescentamos 131 milhões de boe de nossas reservas provadas devido a revisões de estimativas anteriores, em função de perfurações de novos poços de desenvolvimento da produção e melhor resposta de reservatórios tanto em terra, como no pós-sal *offshore*, no Brasil e nos EUA, além de resultados positivos nas respostas dos reservatórios, nos mecanismos de recuperação (injeção de água) e na eficiência operacional dos sistemas de produção em operação, bem como as crescentes atividades de perfuração e atividades de *tie-back*, no pré-sal, na Bacia de Santos e de Campos, ambas no Brasil.

Reduzimos 169 milhões de boe de nossas reservas provadas devido às vendas de minerais in situ e aumentamos 16 milhões de boe em nossas reservas provadas devido à compra de minerais in situ, resultando em um efeito líquido de uma queda de 153 milhões de boe em nossas reservas provadas. O resultado líquido dessas adições e alienações, excluindo a produção, foi um aumento de 81 milhões de boe para nossas reservas provadas em 2016. Considerando uma produção de 925 milhões de boe em 2016, a nossa reserva provada reduziu 844 milhões de boe.

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Os quadros a seguir apresentam os volumes de reservas provadas desenvolvidas e das não desenvolvidas, líquidas:

	2018				2017				2016			
	Óleo Bruto (milhões de barris)	Óleo Sintético	Gás Natural (bilhões de pés cúbicos)	Gás Sintético	Óleo Bruto (milhões de barris)	Óleo Sintético	Gás Natural (bilhões de pés cúbicos)	Gás Sintético	Óleo Bruto (milhões de barris)	Óleo Sintético	Gás Natural (bilhões de pés cúbicos)	Gás Sintético
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas: (*)												
Entidades Consolidadas												
Brasil	4.339,5	4,8	4.807,0	5,7	4.282,2	6,0	4.515,9	8,1	4.250,1	6,8	5.034,2	9,2
América do Sul	1,0	-	83,5	-	0,7	-	56,7	-	0,5	-	33,7	-
América do Norte	-	-	-	-	72,1	-	24,2	-	79,6	-	83,6	-
Exterior	1,0	-	83,5	-	72,8	-	80,9	-	80,1	-	117,3	-
Total Entidades Consolidadas	4.340,5	4,8	4.890,5	5,7	4.355,0	6,0	4.596,8	8,1	4.330,2	6,8	5.151,5	9,2
Investidas por Equivalência Patrimonial												
América do Norte (2)	20,0	-	8,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
África	30,9	-	27,6	-	29,6	-	9,3	-	32,5	-	8,6	-
Exterior	51,0	-	35,9	-	29,6	-	9,3	-	32,5	-	8,6	-
Total Investidas por Equivalência Patrimonial	51,0	-	35,9	-	29,6	-	9,3	-	32,5	-	8,6	-
Total Entidades Consolidadas e investidas por equivalência patrimonial (1)	4.391,5	4,8	4.926,4	5,7	4.384,6	6,0	4.606,0	8,1	4.362,7	6,8	5.160,1	9,2
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas: (*)												
Entidades Consolidadas												
Brasil	3.829,2	-	2.983,5	-	3.967,2	-	3.160,2	-	3.812,9	-	3.359,7	-
América do Sul	0,5	-	130,6	-	0,5	-	103,5	-	0,3	-	80,2	-
América do Norte	-	-	-	-	42,6	-	16,7	-	16,8	-	3,6	-
Exterior	0,5	-	130,6	-	43,0	-	120,2	-	17,1	-	83,8	-
Total Entidades Consolidadas	3.829,7	-	3.114,1	-	4.010,2	-	3.280,5	-	3.830,0	-	3.443,6	-
Investidas por Equivalência Patrimonial												
América do Norte (2)	6,5	-	2,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
África	28,9	-	19,7	-	33,8	-	8,0	-	36,5	-	3,9	-
Exterior	35,4	-	22,2	-	33,8	-	8,0	-	36,5	-	3,9	-
Total Investidas por Equivalência Patrimonial	35,4	-	22,2	-	33,8	-	8,0	-	36,5	-	3,9	-
Total Entidades Consolidadas e investidas por equivalência patrimonial (1)	3.865,1	-	3.136,3	-	4.044,0	-	3.288,5	-	3.866,5	-	3.447,5	-

(1) Inclui valores referentes a ativos mantidos para venda em 2017 (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 e em 2018 (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) Em 2018, 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.

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 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
Custos de produção futuros	(679.781)	(1.314)	(7.311)	(8.625)	(688.406)
Custos de desenvolvimento futuros	(149.113)	(469)	(2.071)	(2.540)	(151.653)
Despesa futura de imposto de renda	(201.304)	(284)	(273)	(558)	(201.862)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	370.794	844	7.452	8.296	379.090
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(167.574)	(441)	(2.256)	(2.697)	(170.271)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	203.220	404	5.196	5.599	208.819

Em 31 de dezembro de 2016					
Fluxos de caixa futuros	1.260.888	2.116	13.437	15.553	1.276.441
Custos de produção futuros	(738.852)	(843)	(7.597)	(8.440)	(747.292)
Custos de desenvolvimento futuros	(149.444)	(425)	(1.875)	(2.300)	(151.744)
Despesa futura de imposto de renda	(163.121)	(229)	(141)	(370)	(163.491)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	209.471	619	3.824	4.443	213.914
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(88.016)	(274)	(898)	(1.172)	(89.188)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	121.455	345	2.926	3.271	124.726

(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.

(*) 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			Total		
	Brasil (1)	América do Sul	América do Norte			Total no Exterior
Saldo em 1º de janeiro de 2018	203.220	404	5.196	5.599	208.819	4.127
Transferência 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 de preços, preços de transferência 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 do 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
Em 31 de dezembro de 2018	404.057	671	-	671	404.728	8.478

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

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
Saldo em 1º de janeiro de 2016	140.990	3.973	2.877	6.850	147.840	1.685
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(63.242)	(1.238)	(1.524)	(2.762)	(66.004)	(733)
Custos de desenvolvimento incorridos	42.342	622	523	1.145	43.487	1.374
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	-	(3.860)	-	(3.860)	(3.860)	(189)
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	4.353	-	1.709	1.709	6.062	236
Revisões de estimativas anteriores de volumes	4.225	-	785	785	5.010	854
Variação líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	(95.372)	-	(2.681)	(2.681)	(98.053)	(1.682)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	32.372	-	814	814	33.186	(65)
Acréscimo de desconto	14.099	572	290	862	14.961	184
Variação líquida de imposto de renda	31.044	-	(4)	(4)	31.040	217
Outros - não especificados	-	(2)	(66)	(68)	(68)	59
Ajuste acumulado de conversão	10.644	279	202	481	11.125	118
Saldo em 31 de dezembro de 2016	121.455	346	2.925	3.271	124.726	2.058

(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.

(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.