

## 1. A companhia e suas operações

A Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, Sociedade de Economia Mista, dedica-se, diretamente ou por meio de suas subsidiárias e controladas, associada ou não a terceiros, (denominadas, em conjunto, “Petrobras” ou a “companhia” ou “Sistema Petrobras”), à 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 sede da companhia está localizada no Rio de Janeiro - RJ.

## 2. Base de apresentação das demonstrações contábeis

As demonstrações contábeis incluem:

Demonstrações contábeis consolidadas

- As demonstrações contábeis estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB)), e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis, e somente elas, as quais correspondem às utilizadas pela administração na sua gestão.

Demonstrações contábeis individuais

- As demonstrações contábeis individuais foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC). Pelo fato de que as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicadas nas demonstrações contábeis individuais, a partir de 2014, não diferem do IFRS aplicável às demonstrações contábeis separadas, uma vez que ele passou a permitir a aplicação do método de equivalência patrimonial em controladas, coligadas e joint ventures nas demonstrações separadas, elas também estão em conformidade com as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB)). Essas demonstrações individuais são divulgadas em conjunto com as demonstrações contábeis consolidadas.

As demonstrações contábeis foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto para os ativos financeiros disponíveis para venda, ativos e passivos financeiros mensurados ao justo valor e determinadas classes de ativos e passivos circulantes e não circulantes, conforme apresentado na nota explicativa de políticas contábeis.

O Conselho de Administração da companhia, em reunião realizada em 21 de março de 2017, autorizou a divulgação destas demonstrações contábeis.

### 2.2. Demonstração do valor adicionado

As demonstrações do valor adicionado - DVA apresentam informações relativas à riqueza criada pela companhia e a forma como tais riquezas foram distribuídas. Essas demonstrações foram preparadas de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, aprovado pela Deliberação CVM 557/08 e para fins de IFRS são apresentadas como informação adicional.

### 2.3. 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.

## 2.4. Reclassificações

Alguns valores relativos a períodos anteriores foram reclassificados para melhor comparabilidade com o exercício atual. Estas reclassificações não foram consideradas materiais e não afetaram o resultado e o patrimônio líquido da companhia conforme apresentado a seguir:

- as parcelas do contas a receber líquido, no Consolidado e Controladora, no montante de R\$ 974, referentes ao setor elétrico estavam classificadas no ativo circulante e foram reclassificadas para o ativo não circulante;
- as parcelas de arrendamento financeiro, no Consolidado, passaram a ser classificadas de fornecedores no passivo circulante e outras contas e despesas a pagar no passivo não circulante para arrendamentos mercantis financeiros no circulante e não circulante, nos montantes de R\$ 25 e R\$ 149, respectivamente;
- o recebimento pela venda de participações, sem perda de controle, na Controladora e Consolidado, no montante de R\$1.934, classificado como atividade de investimento, foi reclassificado para atividade de financiamento;
- a aplicação da Controladora no Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios (FIDC-NP), no montante de R\$ 7.812, classificada como Títulos e Valores Mobiliários - Mantidos até o Vencimento passou a ser apresentada como Contas a receber, líquidas; e
- o valor justo dos financiamentos do Consolidado foi alterado de R\$ 385.017 para R\$ 426.282 em função da mudança na metodologia de cálculo dos valores justos dos financiamentos, quando não há preços cotados em mercado ativo disponível (nível 2), conforme detalhado na nota explicativa 17.1.

## 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 “Operação Lava Jato” é uma investigação extremamente ampla com relação a diversas práticas criminosas e vem sendo realizada através de várias frentes de trabalho, cujo escopo envolve crimes cometidos por agentes atuando em várias partes do país e diferentes setores da economia.

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.

Determinados ex-executivos da Petrobras foram presos e/ou denunciados por crimes como lavagem de dinheiro e corrupção passiva. Outros de nossos ex-executivos e executivos de empresas fornecedoras de bens e serviços para a Petrobras foram ou poderão ser denunciados como resultado da investigação.

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), 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.

Como descrito a seguir, a companhia tem monitorado continuamente as investigações para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados em 2014, não tendo identificado, na preparação das demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2016, nenhuma informação adicional que impactasse a metodologia de cálculo adotada e conseqüentemente o registro contábil de baixas complementares.

A Petrobras prosseguirá acompanhando os resultados das investigações e a disponibilização de outras informações relativas ao esquema de pagamentos indevidos e, se porventura se tornar disponível informação que indique com suficiente precisão que as estimativas descritas acima deveriam ser ajustadas, a companhia avaliará a eventual necessidade de algum reconhecimento contábil.

### **3.1. Resposta da companhia às questões descobertas nas investigações em curso**

Continuamos acompanhando as investigações e colaborando efetivamente com os trabalhos da Polícia Federal, Ministério Público Federal, Poder Judiciário, Tribunal de Contas da União (TCU) e Ministério da Transparência, Fiscalização e Controle para que todos os crimes e irregularidades sejam apurados. Já atendemos centenas de pedidos de documentos e informações feitos pelos investigadores.

Também cooperamos plenamente com a investigação da U.S. Securities and Exchange Commission (SEC), que investiga, desde novembro de 2014, potenciais violações a leis norte-americanas em decorrência das informações apuradas no âmbito da “Operação Lava Jato”, assim como o U.S. Department of Justice (DoJ).

Somos oficialmente reconhecidos como vítima dos crimes apurados na “Operação Lava Jato” pelo Ministério Público Federal e pelo juiz competente para julgar os processos criminais relacionados ao caso. A nossa posição de vítima foi reconhecida também em decisões do Supremo Tribunal Federal. Por esse motivo, ingressamos em 29 ações penais como assistentes de acusação e em outras cinco como parte interessada, bem como renovamos o nosso compromisso de continuar cooperando para a elucidação dos fatos e comunicá-los regularmente aos nossos 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, temos tomado diversas medidas como resposta às ocorrências reveladas na “Operação Lava Jato”.

No processo de fortalecimento da estrutura de controles internos, a companhia continua a implementar medidas para aprimorar sua governança corporativa e os sistemas de conformidade (*compliance*). Entre outras medidas realizadas em 2016, aprovamos a nossa política de Conformidade Corporativa, realizamos treinamentos para nossos empregados e administradores sobre prevenção à corrupção, revisamos a iniciativa “Agentes de *Compliance*”, para adequá-la à nossa nova estrutura, concluímos a avaliação de aproximadamente 12 mil processos de *Due Dilligence* de Integridade sobre nossos fornecedores, realizamos o processo de *Background Check* de integridade antes da tomada de decisão para a designação de pessoas para posições-chave na companhia.

Continua em andamento a investigação interna realizada por dois escritórios independentes contratados em outubro de 2014, que tem como interlocutor um Comitê Especial que responde diretamente ao Conselho de Administração da companhia. O Comitê é composto pelo nosso diretor de Governança e Conformidade, João Adalberto Elek Junior, e por outros dois representantes independentes e com notório conhecimento técnico: a brasileira Ellen Gracie Northfleet, ministra aposentada do Supremo Tribunal Federal, reconhecida internacionalmente como jurista com vasta experiência na análise de questões complexas, e o alemão Andreas Pohlmann, Chief Compliance Officer da Siemens AG de 2007 a 2010, que atua nas áreas de conformidade e governança corporativa.

Para averiguar indícios ou ocorrências que possam ser caracterizados como não conformidades relativas a normas, procedimentos ou regulamentos corporativos, constituímos comissões internas de apuração, cujos resultados apresentamos às autoridades brasileiras, à medida que as comissões são concluídas.

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, ingressamos 12 ações civis públicas por atos de improbidade administrativa, ajuizadas pelo Ministério Público Federal pela União Federal, incluindo pedido de indenização por danos morais.

Em cada ação de improbidade, foram feitos pedidos de bloqueio de bens dos réus para garantir o futuro ressarcimento da Petrobras, o que já foi deferido pelos respectivos Juízos em alguns casos.

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.

Nesse sentido, a Petrobras já reconheceu o ressarcimento de gastos referentes à “Operação Lava Jato” no montante acumulado de R\$ 661 (sendo R\$ 432 em 2016).

### **3.2. Abordagem adotada para ajuste de ativos afetados pelos gastos adicionais**

Não é possível identificar especificamente os valores de cada pagamento realizado no escopo dos contratos com as empreiteiras e fornecedores que possuem gastos adicionais ou os períodos em que tais pagamentos adicionais ocorreram. Como resultado, a Petrobras desenvolveu uma metodologia para estimar o valor total de gastos adicionais incorridos em decorrência do referido esquema de pagamentos indevidos para determinar o valor das baixas realizadas, representando em quanto seus ativos foram superavaliados como resultado de gastos adicionais cobrados por fornecedores e empreiteiras e utilizados por eles para realizar pagamentos indevidos.

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.

A companhia também identificou montantes verificados em seus registros contábeis, referentes aos contratos e projetos específicos com empresas que não eram membros do cartel para contabilizar os gastos adicionais impostos por essas empresas para financiar pagamentos indevidos, realizados por elas, não relacionados ao esquema de pagamentos indevidos ou ao cartel.

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 nota explicativa 3 das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2014, apresenta a abordagem adotada para ajuste de ativos afetados pelos gastos adicionais.

Na preparação das demonstrações contábeis do período findo em 31 de dezembro de 2016, a companhia considerou todas as informações disponíveis, não tendo identificado nenhuma informação adicional que impactasse a metodologia de cálculo adotada e conseqüentemente o registro contábil de baixas complementares.

A companhia monitorou as investigações da “Operação Lava Jato”, efetuadas pelas autoridades brasileiras e pela investigação interna independente conduzida por escritórios de advocacia. Como resultado, não foram identificadas novas informações que alterassem a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente que fora reconhecida no terceiro trimestre de 2014, ou impactasse de forma relevante a metodologia adotada pela companhia. A Petrobras continuará monitorando as investigações para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados.

### **3.3. Investigações envolvendo a companhia**

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 Securities and Exchange Commission (SEC) requerendo documentos relativos à companhia. A companhia tem atendido às solicitações oriundas da intimação (subpoena) e pretende continuar contribuindo com a SEC, assim como com o U.S. Department of Justice (DOJ) e pretende continuar contribuindo, em conjunto com os escritórios de advocacia brasileiro e norte-americano contratados para realizar uma investigação interna independente.

Em 15 de dezembro de 2015, foi editada a Portaria de Inquérito Civil nº 01/2015, pelo Ministério Público do Estado de São Paulo, instaurando Inquérito Civil para apuração de potenciais danos causados aos investidores no mercado de valores mobiliários, tendo a Petrobras como Representada. A companhia vem prestando todas as informações pertinentes.

### 3.4. Ações judiciais envolvendo a companhia

A nota explicativa 30 representa informações sobre ações coletivas (*class actions*) e outros processos judiciais da companhia.

## 4. Sumário das principais práticas contábeis

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

### 4.1. Base de consolidação

As demonstrações contábeis 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, juntamente com os demais investimentos diretos.

A Petrobras não tem participação acionária em certas entidades estruturadas consolidadas, no entanto, o controle é determinado pelo poder que a companhia tem sobre as atividades relevantes dessas entidades. As entidades estruturadas consolidadas são:

Entidades estruturadas consolidadas	Principal segmento de atuação	
	País	
Charter Development LLC – CDC	E.U.A	E&P
Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais – CDMPI	Brasil	Abast
PDET Offshore S.A.	Brasil	E&P
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-padronizados do Sistema Petrobras	Brasil	Corporativo
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Padronizados do Sistema 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 das operações realizadas entre empresas consolidadas, bem como dos saldos e resultados não realizados entre as referidas empresas.

### 4.2. Informações por segmento de negócio

As informações contábeis por segmento operacional (área de negócio) da companhia são elaboradas com base em itens atribuíveis diretamente ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis. As informações por área de negócio estão segmentadas de acordo com a gestão da Diretoria Executiva da companhia.

Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros e as transferências entre as áreas de negócio, sendo estas valoradas por preços internos de transferência definidos entre as áreas e com metodologias de apuração baseadas em parâmetros de mercado.

Os segmentos 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, ainda, comercializando nos mercados interno e externo o excedente de petróleo, bem como derivados produzidos em suas plantas de processamento de gás natural, atuando, também, de forma associada com outras empresas em parcerias.
- b) Abastecimento: contempla as atividades de refino, logística, transporte e comercialização de derivados e petróleo, no Brasil e no exterior, exportação de etanol, extração e processamento de xisto, além das participações em empresas do setor petroquímico no Brasil.
- c) Gás e Energia: engloba as atividades de transporte e comercialização do gás natural produzido no Brasil e no exterior ou importado, de transporte e comercialização de GNL (gás natural liquefeito), de geração e comercialização de energia elétrica, assim como as participações societárias em transportadoras e distribuidoras de gás natural e em termoelétricas no Brasil, além de ser responsável pelos negócios com fertilizantes.
- d) Biocombustível: contempla as atividades de produção de biodiesel e seus co-produtos e as atividades de etanol, através de participações acionárias, da produção e da comercialização de etanol, açúcar e o excedente de energia elétrica, gerado a partir do bagaço da cana-de-açúcar.
- e) Distribuição: responsável pela distribuição de derivados, 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).

No grupo de órgãos corporativos são alocados os itens que não podem ser atribuídos às demais áreas, notadamente aqueles vinculados à gestão financeira corporativa, o *overhead* relativo à Administração Central e outras despesas, inclusive as atuariais referentes aos planos de pensão e de saúde destinados aos aposentados e beneficiários.

A nota explicativa 29 apresenta a demonstração do resultado e o ativo por segmento de negócio.

### 4.3. Instrumentos financeiros

#### 4.3.1. Caixa e equivalentes de caixa

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.

#### 4.3.2. Títulos e valores mobiliários

Investimentos em títulos e valores mobiliários compreendem investimentos em títulos de dívida e patrimônio. Inicialmente mensurados ao valor justo, esses instrumentos são classificados e subsequentemente mensurados conforme abaixo:

- Valor justo por meio do resultado: incluem títulos adquiridos ou incorridos principalmente para a finalidade de venda ou de recompra em prazo muito curto. Mensurados ao valor justo, cujas alterações são reconhecidas no resultado como receitas (despesas) financeiras.
- Mantidos até o vencimento: incluem títulos não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis com vencimentos definidos para os quais a companhia tem intenção e capacidade de manter até o vencimento. Mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva.
- Disponíveis para venda: incluem títulos não derivativos que são designados como disponíveis para venda ou que não são classificados em nenhuma outra categoria. Mensurados ao valor justo cujas alterações são reconhecidas



em outros resultados abrangentes, no patrimônio líquido, e reclassificadas para resultado do exercício quando o instrumento é desreconhecido ou realizado.

Alterações posteriores atribuíveis a juros, variação cambial e inflação são reconhecidas no resultado do exercício para todas as categorias, quando aplicáveis.

#### 4.3.3. Contas a receber

São contabilizados inicialmente pelo valor justo da contraprestação a ser recebida e, posteriormente, mensurados pelo custo amortizado, com o uso do método da taxa de juros efetiva, sendo deduzidas as perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*) e crédito de liquidação duvidosa.

A companhia reconhece as perdas em créditos de liquidação duvidosa quando existe evidência objetiva de perda no valor recuperável, como resultado de um ou mais eventos que ocorreram após o reconhecimento inicial do ativo, que impactam os fluxos de caixa futuros estimados e que possa ser confiavelmente estimada. Tais perdas referentes às contas a receber de clientes são reconhecidas no resultado como despesa de vendas.

#### 4.3.4. Financiamentos

São reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

#### 4.3.5. Instrumentos financeiros derivativos

Instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos como ativos ou passivos no balanço patrimonial e mensurados inicialmente e subsequentemente ao valor justo.

Ganhos ou perdas resultantes das alterações no valor justo são reconhecidos no resultado financeiro, exceto quando o derivativo é qualificado e designado para contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*).

#### 4.3.6. Contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa

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 um risco particular associado a um ativo ou passivo reconhecido ou a uma transação prevista altamente provável, que possam 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, quando um *hedge* não atende mais aos critérios de contabilização de *hedge* ou quando a Administração decide revogar a designação de contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*), o ganho ou perda acumulado permanece reconhecido no patrimônio líquido. A reclassificação do ganho ou perda para o resultado é realizada quando a transação prevista ocorre. Quando não se espera que uma operação prevista ocorra, o ganho ou a perda acumulado no patrimônio é imediatamente transferido para a demonstração do resultado.

### 4.4. Estoques

Os estoques são mensurados pelo seu custo médio ponderado de aquisição ou de produção e compreende, principalmente, petróleo bruto, intermediários e derivados de petróleo, assim como gás natural e gás natural liquefeito (GNL), fertilizantes e biocombustíveis, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de realização líquido.



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, que não excede ao de reposição.

O valor de realização líquido compreende o preço de venda estimado no curso normal dos negócios, menos os custos estimados de conclusão e aqueles necessários para a realização da venda.

Os estoques incluem as importações em andamento, que são demonstradas ao custo de aquisição.

#### 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.

Nas demonstrações contábeis 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.

As demonstrações contábeis dos empreendimentos controlados em conjunto e coligadas são ajustadas para assegurar consistência com as políticas adotadas pela Petrobras. Os dividendos recebidos desses investimentos societários são reconhecidos como redução do valor dos respectivos investimentos.

#### 4.6. Combinação de negócios e goodwill

O método de aquisição é aplicado para as transações em que ocorre a obtenção de controle. Transações envolvendo empresas sob controle comum não configuram uma combinação de negócios.

O referido método requer que os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos sejam mensurados pelo seu valor justo. O montante pago acima desse valor deve ser reconhecido como ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*). Quando o custo de aquisição for menor que o valor justo dos ativos líquidos adquiridos, um ganho proveniente de compra vantajosa é reconhecido no resultado.

As mudanças de participações em controladas que não resultem 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 e o valor contábil da participação adquirida/vendida.

#### 4.7. Gastos com exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural

Os gastos incorridos 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 são reconhecidos como despesas 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 da declaração de comercialidade, tais direitos e concessões são reclassificados para o ativo imobilizado.
- Custos exploratórios diretamente associados à perfuração de poços são inicialmente capitalizados no ativo imobilizado até que sejam constatadas ou não reservas provadas relativas ao poço. Os custos posteriores à perfuração do poço continuam a ser capitalizados desde que o volume de reservas descobertos justifique o seu reconhecimento futuro 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 Petrobras revisa mensalmente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, condições econômicas, métodos operacionais e regulamentações governamentais.
- 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 Petrobras.
- 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, estimativa dos custos com desmontagem e remoção do imobilizado e de restauração do local onde 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 resultado do período.

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. Esses custos são amortizados ao longo das vidas úteis estimadas ou pelo método das unidades produzidas dos respectivos ativos. 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 depreciados pelo método das unidades produzidas são aqueles relacionados diretamente à produção de petróleo e gás, cuja vida útil é igual ou maior do que a vida do campo (tempo de exaustão das reservas).

Os ativos depreciados pelo método linear 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.

A taxa de depleção dos bens depreciados pelo método de unidades produzidas é calculada com base na produção mensal do respectivo campo produtor em relação a sua respectiva reserva provada desenvolvida.

Direitos e concessões, como o bônus de assinatura são amortizados de acordo com o método das unidades produzidas, considerando o volume de produção mensal em relação às reservas provadas totais de cada campo produtor.

Os terrenos não são depreciados. Os outros bens do imobilizado são depreciados pelo método linear com base nas vidas úteis estimadas, que estão demonstradas por classe de ativo na nota explicativa 12.1.

#### 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 pela obtenção de concessões para exploração de petróleo ou gás natural, concessões de serviços públicos, além de marcas e patentes, *softwares* e ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*), decorrente de aquisição de negócio. Nas demonstrações contábeis individuais, este *ágio* é apresentado no Investimento.

Os direitos e concessões correspondentes aos bônus de assinatura das concessões, quando da declaração de comercialidade dos campos, são reclassificados para o ativo imobilizado e, enquanto estão no ativo intangível, não são amortizados, sendo os demais intangíveis de vida útil definida, amortizados linearmente pela vida útil estimada.

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.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, mas são testados anualmente em relação a perdas por redução ao valor recuperável. 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 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 – UGCs).

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*), oriundos de uma combinação de negócios, 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 líquido de venda de um ativo e seu valor em uso. Considerando-se as sinergias do sistema Petrobras e a expectativa de utilização dos ativos até o final da vida útil, o valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado.

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: 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.

Quando 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 e os pagamentos são reconhecidos como despesa no resultado durante o prazo do contrato.

Pagamentos contingentes são reconhecidos como despesas quando incorridos.

#### **4.13. Ativos classificados como mantidos para venda**

Os ativos não circulantes e eventuais passivos associados são classificados como mantidos para venda quando seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio da venda.

A companhia tem em vigor um plano de desinvestimento e está avaliando oportunidades de desinvestimentos em suas diversas áreas de atuação. A carteira de desinvestimentos é dinâmica, pois o desenvolvimento das transações depende das condições negociais e de mercado, podendo sofrer alterações em função do ambiente externo e da análise contínua dos negócios da companhia.

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.

Estes ativos e seus passivos associados devem ser mensurados pelo menor valor entre o contábil e o valor justo líquido das despesas de venda. Os ativos e passivos relacionados são apresentados de forma segregada no balanço patrimonial.

#### **4.14. Desmantelamento de áreas**

Representam os gastos 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 gastos com desmantelamento de áreas são reconhecidos como parte do ativo imobilizado que lhes deu origem pelo seu valor presente, obtido por meio de uma taxa de desconto ajustada ao risco, tendo como contrapartida o registro de uma provisão no passivo da companhia.

Tais obrigações são passíveis de registro após as declarações de comercialidade dos campos de produção de petróleo e gás natural.

Os gastos com desmantelamento de áreas reconhecidos no ativo imobilizado são amortizados nas mesmas bases que os ativos principais. Os juros incorridos pela atualização da provisão são classificados como despesas financeiras. As estimativas de gastos com desmantelamento de área são revisadas anualmente, no mínimo.

#### **4.15. Provisões, ativos e passivos contingentes**

As provisões são reconhecidas quando existir uma obrigação presente como resultado de um evento passado e seja provável que uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos será necessária para liquidar a obrigação, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável.

Os ativos e passivos contingentes não são reconhecidos, porém os 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.

#### 4.16. Imposto de renda e contribuição social

As despesas de imposto de renda e contribuição social do período compreendem os impostos correntes e diferidos.

##### a) Imposto de renda e contribuição social correntes

Para fins de apuração do imposto de renda e da contribuição social sobre o resultado corrente, a companhia adotou e aplicou as disposições contidas na Lei 12.973/14 a partir do exercício de 2015. A referida lei revogou o Regime Tributário de Transição (RTT).

O imposto de renda e a contribuição social correntes são calculados com base no lucro tributável aplicando-se alíquotas vigentes no final do período que está sendo reportado.

O imposto de renda e a contribuição social correntes são apresentados líquidos, por contribuinte, quando existe direito à compensação dos valores reconhecidos e quando há intenção de liquidar em bases líquidas, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

##### b) Imposto de renda e contribuição social diferidos

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são calculados sobre as diferenças temporárias apuradas entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis, ao final do período que está sendo reportado. Impostos diferidos ativos são reconhecidos somente na proporção em que o lucro real futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser utilizadas. Quando da existência de ativo fiscal diferido líquido, situação esta que ocorre quando o valor do ativo fiscal diferido supera o valor reconhecido como passivo fiscal diferido, relacionados ao mesmo ente tributante, o reconhecimento baseia-se em estudo técnico de rentabilidade futura, aprovado pela Administração da companhia.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são determinados mediante aplicação das alíquotas (e legislação fiscal) que estejam em vigor ao final do período que está sendo reportado. O imposto de renda e a contribuição social diferidos são apresentados líquidos, por contribuinte, quando existe direito 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.

#### 4.17. Benefícios concedidos a empregados (pós-emprego)

Os compromissos atuariais com os planos de benefícios de pensão e aposentadoria definidos 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.

As premissas atuariais incluem: estimativas demográficas e econômicas, estimativas dos custos médicos, bem como dados históricos sobre as despesas e contribuições dos funcionários.

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.

Mudanças na obrigação de benefício definido líquido são reconhecidas quando incorridas da seguinte maneira: i) custo do serviço e juros líquidos, no resultado do exercício, e ii) remensurações, em outros resultados abrangentes.

O custo do serviço 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.

Remensurações do valor líquido de passivo de benefício definido, reconhecidos no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, compreendem: i) ganhos e perdas atuariais e ii) retorno sobre os ativos do plano, menos a receita de juros auferida por esses ativos.

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) variações de valor justo envolvendo ativos financeiros disponíveis para venda, 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 satisfeitas.

#### **4.21. Reconhecimento de receitas, custos e despesas**

A receita é reconhecida quando for provável que benefícios econômicos serão gerados para a companhia e quando seu valor puder ser mensurado de forma confiável, compreendendo o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela comercialização de produtos e serviços, líquida das devoluções, descontos, impostos e encargos sobre vendas.

As receitas com as vendas de petróleo, derivados, gás natural, biocombustíveis e outros produtos relacionados são reconhecidas no resultado quando a companhia não mantém envolvimento continuado na gestão dos bens vendidos e tampouco efetivo controle sobre tais bens e os riscos e benefícios mais significativos inerentes ao produto forem transferidos ao comprador, o que geralmente acontece no ato da entrega, de acordo com os termos do contrato de venda. As receitas de vendas de serviços de fretes e outros são reconhecidas em função de sua realização.

As receitas e despesas financeiras incluem principalmente receitas de juros sobre aplicações financeiras e títulos públicos, despesas com juros sobre financiamentos, ganhos e perdas com avaliação ao valor justo, de acordo com a classificação do título, além das variações cambiais e monetárias líquidas. As despesas financeiras excluem os custos com empréstimos que são capitalizados como parte do custo do ativo.

As receitas, custos e despesas são reconhecidos pelo regime de competência.



## 5. Estimativas e julgamentos relevantes

A preparação das demonstrações contábeis requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações e seus reflexos em 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 as definições prescritas pela SEC, reservas provadas são as quantidades estimadas cujos dados de engenharia e geológicos demonstram, com razoável certeza, ser recuperáveis no futuro, a partir de reservatórios conhecidos e sob condições operacionais e econômicas existentes (preços e custos na data em que a estimativa é realizada). As reservas provadas são subdivididas em desenvolvidas e não desenvolvidas.

Reservas provadas desenvolvidas são aquelas que podem ser recuperadas através dos poços existentes, com os equipamentos e métodos presentes.

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 avaliar a recuperabilidade de tais ativos, a companhia utiliza o valor em uso, conforme nota explicativa 4.10. Em geral, as análises baseiam-se em 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 terrestres ou marítimas ao final das operações em locais de produção é baseada no prazo de exaustão das reservas provadas de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE.

Assim, revisões de prazo de exaustão das reservas podem afetar a provisão de custos com obrigações de 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) e que derivam das estimativas das reservas provadas e prováveis. Revisões de tais reservas podem impactar as expectativas em relação às exportações futuras e, conseqüentemente, as designações de relações de *hedge*. 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.

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

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

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

O valor recuperável de determinados ativos não excede substancialmente seus valores contábeis e, por esta razão, é razoavelmente possível perdas por desvalorização 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*)

A definição das unidades geradoras de caixa - UGCs envolve julgamentos e avaliação por parte da Administração, com base em seu modelo de negócio e gestão.

Alterações nas Unidades Geradoras de Caixa (UGCs) identificadas pela companhia podem resultar em perdas ou reversões adicionais na recuperação de ativos. Isto pode acontecer uma vez que a revisão de fatores de investimentos, estratégicos ou operacionais pode resultar em alterações nas interdependências entre ativos e, conseqüentemente, na agregação ou desagregação de ativos que faziam parte de determinadas UGCs.

As definições adotadas foram as seguintes:

- a) UGCs da área de Exploração e Produção:
  - i. UGC - campo ou polo de produção de petróleo e gás: composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção da área no Brasil e exterior. Em setembro de 2016, a companhia revisou os polos Fazenda Cedro e Lagoa Suruaca, vinculado à Unidade Operacional do Espírito Santo (UO-ES), passando a avaliar os campos que compunham estes polos isoladamente. Essa alteração deve-se à desativação da infraestrutura compartilhada relevante, aprovada no novo Plano de Negócios e Gestão, para o escoamento da produção que, em grande parte, caracterizava as respectivas entradas de caixa como interdependentes entre os campos.

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

## b) UGCs da área de Abastecimento:

- 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 através 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 Petrobras. 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 de 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 Petroquímica: até novembro de 2016, a UGC era composta pelos ativos das plantas petroquímicas das empresas PetroquímicaSuape e Citepe. Em dezembro de 2016, o Conselho de Administração aprovou a venda dos ativos dessas duas empresas, quando esses ativos deixaram de compor uma UGC e foram reclassificados para o disponível para venda.
- v. UGC Transporte: a unidade geradora de caixa desse segmento é definida pelos ativos da frota de navios da Transpetro. Os sucessivos atrasos na construção dos Comboios para o transporte de etanol ao longo do Rio Tietê levaram a administração da companhia, em setembro de 2016, decidir pela rescisão dos contratos para construção de um novo conjunto de embarcações (comboios) do projeto Hidrovia. Desta forma, houve a postergação deste projeto pela companhia, e os ativos existentes do projeto Hidrovia foram removidos da UGC transporte e testados isoladamente;
- vi. UGC SIX: planta de processamento de xisto; e
- vii. Demais UGCs: compreendem 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 da área de Gás e Energia:

- i. UGC Gás Natural: conjunto de ativos que compõe a malha comercial do gás natural (gasodutos), unidades de processamento de gás natural (UPGN) e conjunto de ativos de fertilizantes e nitrogenados (plantas industriais), exceto pela Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN III). Em setembro de 2016, o Conselho de Administração aprovou a alienação da participação na NTS e, como consequência, seus gasodutos foram retirados da UGC desde então;
- 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;

- iii. UGC Energia: conjunto de ativos que compõe o portfólio de usinas termoeletricas (UTE). Em dezembro de 2016, o Conselho de Administração aprovou a parceria estratégica com a Total que dentre outras questões, previa um compartilhamento de 50% de gestão da participação nas usinas Celso Furtado e Rômulo Almeida e como consequência, estes ativos foram retirados da UGC Energia desde então;
  - iv. Demais UGCs: compreendem 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 da área de Distribuição: conjunto de ativos de distribuição, relacionados, principalmente, às atividades operacionais da Petrobras Distribuidora S.A.
- e) UGC da área de Biocombustível (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. Em setembro de 2016, o Conselho de Administração da Petrobras Biocombustíveis S.A. decidiu pelo encerramento das operações da Usina de Quixadá-CE, que deixou de fazer parte da UGC das Usinas de Biodiesel e passou a ser testada isoladamente.

Os investimentos em coligada e em empreendimentos controlados em conjunto, incluindo o ágio (*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 22.

#### 5.5. Estimativas relacionadas a processos judiciais e contingências

A companhia é parte envolvida em diversos processos judiciais e administrativos envolvendo questões cíveis, fiscais, trabalhistas e ambientais decorrente do curso normal de suas operações, cujas estimativas para determinar os valores das obrigações e a probabilidade de saída de recursos são realizadas pela Petrobras, com base em pareceres de seus assessores jurídicos, quando necessário, e nos julgamentos da Administração.

Informações sobre processos provisionados e contingências são apresentadas na nota explicativa 30.

## 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 em locais de produção. As obrigações mais significativas de remoção de ativos envolvem a remoção e descarte das instalações em alto mar (*offshore*) de produção de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior. 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 utiliza de julgamentos para determinar o reconhecimento e o valor dos tributos diferidos nas demonstrações contábeis. 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 Sistema 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. 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 33.2.

## 5.9. Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente

Como descrito na nota explicativa 3, a companhia 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.

Para contabilizar esses ajustes, a companhia desenvolveu uma metodologia descrita na nota explicativa 3. A Petrobras admite o grau de incerteza envolvido na referida metodologia de estimativa e continuará acompanhando os resultados das investigações em andamento e a disponibilização de outras informações relativas ao esquema de pagamentos indevidos e, se porventura se tornar disponível informação confiável que indique com suficiente precisão que as estimativas que a companhia utilizou deveriam ser ajustadas, a companhia avaliará se o ajuste é material e, caso seja, o reconhecerá.

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 em crédito de liquidação duvidosa

São monitoradas regularmente pela Administração, sendo constituídas em montante considerado suficiente para cobrir perdas na realização das contas a receber. As evidências de perdas consideradas na avaliação incluem: casos de dificuldades financeiras significativas, inclusive de setores específicos, cobrança judicial, pedido de falência ou recuperação judicial e outros.

Outras informações sobre perdas em crédito de liquidação duvidosas são apresentadas na nota explicativa 8.

## 6. Novas normas e interpretações

### a) IASB – International Accounting Standards Board

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 2016 são as seguintes:

Norma	Exigências-chave	Data de vigência
IFRS 15 - "Receitas de Contrato com Clientes"	Estabelece novos princípios para o reconhecimento, mensuração e divulgação de receitas com clientes. Os requerimentos do IFRS 15 estipulam que a receita seja reconhecida quando o cliente obtém controle sobre as mercadorias ou serviços vendidos, o que altera o modelo atual que se baseia na transferência de riscos e benefícios. Adicionalmente, a nova norma traz mais esclarecimentos sobre reconhecimento de receitas em casos complexos. Após a adoção da norma, determinados serviços de frete podem ser identificados como uma obrigação de desempenho distinta dos produtos relacionados, podendo alterar o momento de reconhecimento de receita. A companhia continua avaliando o efeito da adoção da norma em suas demonstrações contábeis.	1º de janeiro de 2018
IFRS 9 - "Instrumentos Financeiros"	Estabelece um novo modelo para classificação de ativos financeiros, baseado nas características dos fluxos de caixa e no modelo de negócios usado para gerir o ativo. Altera os princípios para reconhecimento de redução ao valor recuperável ( <i>impairment</i> ) de ativos financeiros de perdas incorridas para um modelo baseado nas perdas esperadas. Estabelece novos requisitos relacionados à contabilidade de <i>hedge</i> . A companhia continua avaliando as características dos fluxos de caixa contratuais de seus ativos financeiros, bem como os modelos de negócios nos quais estão inseridos, para determinar se serão alteradas as formas de classificar e mensurar os mesmos. A companhia também está avaliando se o modelo de perdas esperadas do IFRS 9 afetará a recuperabilidade de seus ativos financeiros. A companhia também pratica a Contabilidade de <i>hedge</i> e está avaliando se os novos requerimentos podem trazer algum impacto sobre suas relações de <i>hedge</i> designadas.	1º de janeiro de 2018
IFRIC 22 – "Foreign Currency Transactions and Advance Consideration"	Esclarece que a taxa de câmbio a ser utilizada no reconhecimento inicial de adiantamentos não monetários, pagos ou recebidos em moeda estrangeira, é determinada pela data em que o adiantamento é inicialmente reconhecido. A companhia continua avaliando o efeito da adoção da norma em suas demonstrações contábeis.	1º de janeiro de 2018



## IFRS 16 - "Arrendamento Mercantil"

Em 13 de janeiro de 2016, o IASB emitiu o IFRS 16 "Arrendamentos Mercantis", que vigorará para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019 e substituirá o IAS 17 "Arrendamentos Mercantis", bem como interpretações correlatas.

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.

Dentre as mudanças para arrendatários, o IFRS 16 eliminará a classificação entre arrendamentos mercantis financeiros e operacionais, requerida pelo IAS 17. Assim, passará a existir um único modelo no qual todos os arrendamentos mercantis resultarão no reconhecimento de ativos referentes aos direitos de uso dos ativos arrendados. Se os pagamentos previstos nos arrendamentos mercantis forem devidos ao longo do tempo, também deverão ser reconhecidos passivos financeiros.

Para os arrendadores, o IFRS 16 manterá a classificação entre arrendamentos mercantis financeiros e operacionais, requerida pelo IAS 17. Dessa forma, o IFRS 16 não deverá alterar substancialmente a forma como arrendamentos mercantis serão contabilizados por arrendadores, quando comparado ao IAS 17.

A companhia está avaliando os impactos da adoção do IFRS 16 que poderá causar um aumento significativo de ativos e passivos no seu balanço patrimonial. Esta avaliação, quando razoavelmente estimada, poderá implicar na necessidade da companhia negociar, em determinados contratos de dívida com BNDES, cláusulas relacionadas ao nível de endividamento (*covenants*).

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

### Caixa e equivalentes de caixa

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Caixa e bancos	1.926	3.157	17	4
Aplicações financeiras de curto prazo				
- No País				
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	3.845	3.599	849	1.100
Outros fundos de investimentos	427	42	1	2
	4.272	3.641	850	1.102
- No exterior				
<i>Time deposits</i>	10.053	51.842	-	-
<i>Auto Invest</i> e contas remuneradas	31.875	34.471	5.400	15.447
Títulos do Tesouro Americano	17.004	-	-	-
Outras aplicações financeiras	3.978	4.734	-	-
	62.910	91.047	5.400	15.447
Total das aplicações financeiras de curto prazo	67.182	94.688	6.250	16.549
Total de caixa e equivalentes de caixa	69.108	97.845	6.267	16.553

Os fundos de investimentos no país têm seus recursos aplicados em títulos públicos federais brasileiros, que possuem prazos de vencimentos 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, que incluem títulos do tesouro americano.

Títulos e valores mobiliários	Consolidado						Controladora	
	31.12.2016			31.12.2015			31.12.2016	31.12.2015
	País	Exterior	Total	País	Exterior	Total	Total	Total
Para negociação	2.556	-	2.556	3.042	-	3.042	2.487	2.982
Disponíveis para venda	1	-	1	21	5	26	1	2
Mantidos até o vencimento	292	-	292	271	50	321	285	258
<b>Total</b>	<b>2.849</b>	<b>-</b>	<b>2.849</b>	<b>3.334</b>	<b>55</b>	<b>3.389</b>	<b>2.773</b>	<b>3.242</b>
Circulante	2.556	-	2.556	3.042	5	3.047	2.487	2.982
Não circulante	293	-	293	292	50	342	286	260

Os títulos para negociação 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.

## 8. Contas a receber

### 8.1. Contas a receber, líquidas

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Clientes				
Terceiros	21.182	28.358	7.585	10.975
Partes relacionadas				
Investidas (nota explicativa 19.7)	1.809	2.085	20.304	15.176
Aplicações no Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios - FIDC-NP (nota explicativa 19.4) <sup>(1)</sup>	-	-	11.301	7.812
Recebíveis do setor elétrico (nota explicativa 8.4)	16.042	13.335	5.995	3.940
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal (nota explicativa 19.8)	875	857	875	857
Outras	8.149	6.625	2.951	2.790
Perdas em créditos de liquidação duvidosa - PCLD	48.057	51.260	49.011	41.550
	(17.682)	(14.274)	(7.676)	(6.514)
<b>Total</b>	<b>30.375</b>	<b>36.986</b>	<b>41.335</b>	<b>35.036</b>
Circulante	15.543	21.685	31.073	27.701
Não circulante	14.832	15.301	10.262	7.335

<sup>(1)</sup> Em 2015, reclassificado de Títulos e Valores Mobiliários

### 8.2. Contas a receber vencidos - Terceiros

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Até 3 meses	1.313	1.229	609	328
De 3 a 6 meses	218	701	90	412
De 6 a 12 meses	1.339	3.135	412	2.775
Acima de 12 meses	8.637	6.775	4.332	2.498
<b>Total</b>	<b>11.507</b>	<b>11.840</b>	<b>5.443</b>	<b>6.013</b>

### 8.3. Movimentação das perdas em créditos de liquidação duvidosa – PCLD

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Saldo inicial	14.274	8.956	6.514	4.873
Adições (*)	4.532	7.133	1.400	3.830
Baixas	(28)	(41)	-	-
Reversões	(595)	(2.476)	(238)	(2.189)
Ajuste Acumulado de Conversão	(501)	702	-	-
<b>Saldo final</b>	<b>17.682</b>	<b>14.274</b>	<b>7.676</b>	<b>6.514</b>
Circulante	6.551	6.727	4.414	4.150
Não circulante	11.131	7.547	3.262	2.364

(\*) Em 2016, as adições são compostas, principalmente, por: R\$ 1.242 do setor elétrico e R\$ 2.045 de perdas com adiantamentos a fornecedores, assunção de dívidas e gastos necessários para resilição dos contratos junto ao estaleiro Ecovix. Em 2015, as adições são compostas, principalmente, por R\$ 4.056 do setor elétrico e R\$ 1.206 de perdas sobre multas aplicadas.

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

	Consolidado							
	31.12.2015	Faturamen- tos	Recebimen- tos	Transferên- cias(*)	PCLD		Atualização Monetária	31.12.2016
					Constituição, líquida de reversão	Transferên- cias(*)		
<b>Partes relacionadas (Sistema Eletrobras)</b>								
AME(**)	7.793	1.707	(2.513)	2.445	(1.070)	(1.255)	958	8.065
Ceron(***)	1.111	175	(237)	-	-	-	152	1.201
Outros	302	319	(347)	-	(9)	-	48	313
<b>Subtotal</b>	<b>9.206</b>	<b>2.201</b>	<b>(3.097)</b>	<b>2.445</b>	<b>(1.079)</b>	<b>(1.255)</b>	<b>1.158</b>	<b>9.579</b>
<b>Terceiros</b>								
Cigás	558	2.321	(1.069)	(2.445)	(153)	1.255	1	468
Outros	168	1.123	(1.274)	-	(10)	-	8	15
<b>Subtotal</b>	<b>726</b>	<b>3.444</b>	<b>(2.343)</b>	<b>(2.445)</b>	<b>(163)</b>	<b>1.255</b>	<b>9</b>	<b>483</b>
<b>Contas a receber líquido</b>	<b>9.932</b>	<b>5.645</b>	<b>(5.440)</b>	<b>-</b>	<b>(1.242)</b>	<b>-</b>	<b>1.167</b>	<b>10.062</b>
Contas a receber - Sistema Eletrobras (-) PCLD	13.335 (4.129)	2.201 -	(3.097) -	2.445 -	- (1.079)	- (1.255)	1.158 -	16.042 (6.463)
<b>Subtotal</b>	<b>9.206</b>	<b>2.201</b>	<b>(3.097)</b>	<b>2.445</b>	<b>(1.079)</b>	<b>(1.255)</b>	<b>1.158</b>	<b>9.579</b>
Contas a receber - Terceiros (-) PCLD	3.018 (2.292)	3.444 -	(2.343) -	(2.445) -	- (163)	- 1.255	9 -	1.683 (1.200)
<b>Subtotal</b>	<b>726</b>	<b>3.444</b>	<b>(2.343)</b>	<b>(2.445)</b>	<b>(163)</b>	<b>1.255</b>	<b>9</b>	<b>483</b>
Total de contas a receber (-) PCLD	16.353 (6.421)	5.645 -	(5.440) -	- -	- (1.242)	- -	1.167 -	17.725 (7.663)
<b>Contas a receber líquido</b>	<b>9.932</b>	<b>5.645</b>	<b>(5.440)</b>	<b>-</b>	<b>(1.242)</b>	<b>-</b>	<b>1.167</b>	<b>10.062</b>

(\*) Transferência de recebíveis vencidos da Cigás para AME, conforme previsto no contrato comercial de compra e venda de gás natural (contratos upstream e downstream) entre Petrobras, Cigás e AME.

(\*\*) Amazonas Distribuidora de Energia

(\*\*\*) Centrais Elétricas do Norte

A companhia fornece óleo combustível e gás natural, entre outros produtos, para usinas de geração termoeletrica (controladas da Eletrobras), concessionárias estaduais e produtores independentes de energia (PIE) que compõem o sistema isolado de energia na região norte do país. Este sistema corresponde ao serviço público de distribuição de energia elétrica que, em sua configuração normal, não está ainda em condições de ter a totalidade de sua demanda de energia elétrica atendida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), por razões técnicas ou econômicas.

Uma parcela significativa dos recursos utilizados para a liquidação financeira dos referidos ativos é oriunda do fundo setorial denominado Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), que tem como uma de suas finalidades principais o reembolso parcial dos custos de aquisição dos combustíveis utilizados para a geração de energia elétrica no sistema isolado de energia. Contudo, diversas alterações ocorridas na legislação, no decorrer do tempo, com destaque para a MP 579/2012 que introduziu ajustes relevantes na origem dos recursos utilizados para subsidiar a geração de energia pelas usinas dos sistemas isolados, impuseram restrições que reduziram os valores ressarcidos pela CCC às usinas termelétricas do sistema isolado, que por sua vez, por deficiência de caixa, passaram a efetuar pagamentos menores do que aqueles devidos à companhia pelo fornecimento de combustíveis para geração de energia elétrica, aumentando a inadimplência das distribuidoras que operavam neste setor.

A fim de regularizar esta situação, a companhia intensificou negociações com as concessionárias estaduais, PIE, empresas privadas e controladas da Eletrobras e em 31 de dezembro de 2014, foram celebrados contratos de confissão de dívida (CCD), no montante de R\$ 8.601, abrangendo débitos vencidos até 30 de novembro de 2014, atualizados pela SELIC, com pagamentos em 120 parcelas mensais e sucessivas a partir de fevereiro de 2015, dos quais R\$ 7.380 possuíam garantia real por penhor de créditos oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Para mitigar os efeitos do agravamento da inadimplência das empresas do setor, foi publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Resolução Normativa nº 679, de 1º de setembro de 2015, visando dar celeridade na liberação dos recursos para os fornecedores de combustível, devido à possibilidade de reembolso preliminar de até 75% do valor médio das faturas dos últimos três meses diretamente pela CCC aos agentes credores.

Com a mudança proposta acima, esperava-se um maior equilíbrio financeiro das distribuidoras do sistema isolado, o que de fato não ocorreu, acarretando um aumento da inadimplência. Consequentemente, no exercício de 2015, a companhia constituiu uma provisão para crédito de liquidação duvidosa (PCLD) no montante de R\$ 1.876, líquido de reversão, para os fornecimentos vencidos ou a vencer, sem garantias reais a partir de 1º de dezembro de 2014 cujos recebimentos não ocorreram.

No período findo em 31 de dezembro de 2016, a companhia reconheceu PCLD, no montante de R\$ 1.242, relativa principalmente a novos fornecimentos de: (i) óleo combustível por ordem judicial (liminar) no 1º trimestre de 2016; e (ii) gás natural. Neste contexto, a Petrobras adotou as seguintes medidas:

- cobrança judicial de recebíveis vencidos da Amazonas Distribuidora de Energia (AME), Eletrobras e Cigás pelo fornecimento de gás natural;
- cobrança judicial de recebíveis vencidos das empresas do Sistema Eletrobras (Amazonas, Acre, Rondônia e Roraima) referentes ao fornecimento de óleo combustível pela BR Distribuidora;
- suspensão parcial do fornecimento de gás;
- suspensão de fornecimento de óleo combustível a prazo, exceto para as situações em que a companhia é obrigada a fornecer em função de decisão judicial; e
- inscrição pela Petrobras de controladas da Eletrobras no cadastro de inadimplentes do setor público federal do Banco Central - BACEN e exclusivamente a Amazonas Distribuidora de Energia (AME) no cadastro de inadimplentes da ANEEL.

A manutenção do saldo da dívida do setor elétrico em 2016 no mesmo patamar de 2015 decorre da forma de amortização da dívida em duas etapas estabelecidas nos CCD de dívida, sendo a primeira etapa com amortização de 15% do valor repactuado, nos primeiros 36 meses, e os 85% restantes em 84 parcelas que começam a vencer a partir de janeiro de 2018. Com isso, é esperado a partir de 2018 o aumento das prestações para amortização e redução progressiva do saldo da dívida com o setor elétrico, visto que as prestações serão superiores às receitas financeiras por atualização do contrato de confissão.

## 9. Estoques

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Petróleo	11.485	11.305	9.961	10.425
Derivados de petróleo	8.634	8.613	7.091	6.612
Intermediários	2.281	2.390	2.281	2.390
Gás Natural e GNL <sup>(*)</sup>	435	989	310	436
Biocombustíveis	686	616	74	65
Fertilizantes	85	239	66	190
<b>Total de produtos</b>	<b>23.606</b>	<b>24.152</b>	<b>19.783</b>	<b>20.118</b>
Materiais, suprimentos e outros	4.053	4.967	3.755	3.935
<b>Total</b>	<b>27.659</b>	<b>29.119</b>	<b>23.538</b>	<b>24.053</b>
Circulante	27.622	29.057	23.500	24.015
Não circulante	37	62	38	38

(\*) GNL - Gás Natural Liquefeito

Os estoques consolidados são apresentados deduzidos de provisão, no montante de R\$ 92, para ajuste ao seu valor realizável líquido (R\$ 607 em 31 de dezembro de 2015), sendo estes ajustes decorrentes, principalmente, de oscilações nas cotações internacionais do petróleo e seus derivados. O montante acumulado da provisão reconhecido no resultado do exercício, como custo dos produtos e serviços vendidos, é de R\$ 1.320 em 2016 (R\$ 1.547 em 2015).

Parcela dos estoques de petróleo e/ou derivados foi dada como garantia dos Termos de Compromisso Financeiro – TCF, assinados com a Petros, no valor de R\$ 6.449 (R\$ 6.711 em 31 de dezembro de 2015), conforme nota explicativa 22.1.

## 10. Vendas de ativos e outras reestruturações societárias

### 10.1. Vendas de ativos

#### Rescisão do contrato de venda dos campos de Bijupirá e Salema (BJS)

Em 26 de fevereiro de 2016, foram rescindidos pela Petro Rio S.A. os contratos assinados com a companhia em 1º de julho de 2015, relativos à venda da participação de 20% nas concessões dos campos de Bijupirá e Salema (BJS) e na empresa holandesa BJS Oil Operations B.V. (BJSOO BV). Desta forma, os valores relativos a estes ativos foram transferidos para o ativo imobilizado (R\$ 527) e para provisão para desmantelamento de áreas (R\$ 493).

Após a reclassificação de mantidos para venda para ativo imobilizado, os referidos ativos tiveram recalculada sua depreciação histórica e tiveram sua recuperabilidade avaliada, resultando no reconhecimento de perdas por *impairment*, no primeiro trimestre de 2016, conforme nota explicativa 14.1.

#### Venda da Petrobras Argentina

Em 12 de maio de 2016, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda da totalidade de sua participação na Petrobras Participaciones S.L. - "PPSL", empresa do Sistema Petrobras detentora de 67,19% do capital da Petrobras Argentina S.A. – PESA, para a Pampa Energía.

Em 27 de julho de 2016, foi efetuado o pagamento de US\$ 897 milhões pela Pampa Energía. Em 14 de dezembro de 2016, foi recebido um valor adicional de US\$ 3 milhões conforme contrato, totalizando um valor de US\$900 milhões. O ganho apurado na operação foi de R\$ 684, reconhecido em outras despesas líquidas, com a alienação do investimento. Adicionalmente, em decorrência desta operação, foi reclassificada para resultado, como outras despesas líquidas, a perda de R\$ 3.627, oriunda da depreciação cambial do peso argentino frente ao dólar, acumulada desde a aquisição do investimento e anteriormente reconhecida no patrimônio líquido como ajuste acumulado de conversão, conforme nota explicativa 23.4.

Em 28 de outubro de 2016, conforme previsto na negociação, foi concluída a transação de compra de 33,6% da concessão de Rio Neuquén, na Argentina, e de 100% do ativo de Colpa Caranda, na Bolívia, por um valor total de US\$ 56 milhões, após ajustes para o ativo de Colpa Caranda.

### **Venda dos ativos de distribuição no Chile**

Em 22 de julho de 2016, foi assinado com a Southern Cross Group, o contrato de compra e venda (*Sale and Purchase Agreement – SPA*) de 100% da Petrobras Chile Distribución Ltda (PCD), detida através da Petrobras Caribe Ltda.

Em decorrência da aprovação da administração da companhia para esta alienação, os ativos foram reclassificados para mantidos para venda e avaliados ao valor estimado de venda, resultando no reconhecimento de perdas por *impairment*, conforme nota explicativa 14.2.

Em 04 de janeiro de 2017, a operação de venda da Petrobras Chile Distribución (“PCD”) foi concluída, resultando na entrada de caixa de US\$ 470 milhões, dos quais US\$ 90 milhões foram oriundos da distribuição de dividendos líquidos de impostos da PCD, ocorrida em 09 de dezembro de 2016, e os demais US\$ 380 milhões através de pagamento pela Southern Cross.

### **Venda de participação no Bloco Exploratório BM-S-8**

Em 28 de julho de 2016, o Conselho de Administração aprovou a venda por US\$ 2,5 bilhões 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.

Em 8 de setembro de 2016 e 10 de novembro de 2016, o Conselho Administrativo de Defesa econômica - CADE e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP aprovaram sem restrições o processo de venda, respectivamente.

A primeira parcela de US\$ 1,25 bilhão, correspondente a 50% do valor total da transação, foi recebida em 22 de novembro de 2016, após o cumprimento de todas as condições precedentes previstas no contrato, sendo apurado um ganho de R\$ 2,9 bilhões, reconhecido em outras despesas líquidas. O restante do valor será reconhecido mediante duas parcelas contingentes, que estão relacionadas a eventos futuros, sendo o primeiro pagamento contingente, de US\$ 300 milhões, condicionado à licitação da área não contratada para onde se estende a jazida de Carcará e o segundo pagamento contingente, de US\$ 950 milhões, condicionado à assinatura e submissão à ANP do Acordo de Individualização da Produção da jazida unitizada.

### **Venda de Participação na Nova Transportadora do Sudeste e reestruturações societárias previstas**

Em 22 de setembro de 2016, o Conselho de Administração da companhia aprovou a venda de 90% das ações da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), após reestruturação societária prevista para que a NTS concentre ativos de transporte do Sudeste (Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo), para a Brookfield Infrastructure Partners (BIP) e suas afiliadas, através de um Fundo de Investimento em Participações (FIP), cujos demais cotistas são British Columbia Investment Management Corporation (BCIMC), CIC Capital Corporation (subsidiária integral da China Investment Corporation - CIC) e GIC Private Limited (GIC).

Dentro do processo de reestruturação societária, foram efetivadas as seguintes alterações societárias:

- (i) Em 21 de outubro de 2016, foi aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária (AGE) da NTS, a proposta de aumento de capital no valor de R\$ 2,31 bilhões, com base em Laudo de Avaliação independente emitido em 14 de outubro de 2016, mediante a subscrição pela TAG de novas ações a serem integralizadas pelo referido acervo líquido. A aprovação deste aumento de capital foi condicionada à emissão das Autorizações de Operação Provisórias (AOs);

- (ii) Em 21 de outubro de 2016, foi aprovada pela AGE da TAG a redução de capital em valor correspondente ao seu investimento total na NTS, no valor de R\$ 2,6 bilhões, por excesso de capital com a transferência da totalidade das ações da NTS para a Petrobras. A aprovação dessa redução também foi condicionada à emissão das AOs, que ocorreu em 24 de outubro de 2016.

Em 30 de novembro de 2016, a Assembleia Geral de Acionistas aprovou a operação de alienação no montante total da oferta de US\$ 5,19 bilhões, dos quais US\$ 3,55 bilhões correspondem a 90% de participação na NTS e US\$ 1,64 bilhão correspondem à liquidação integral da dívida que a NTS detém com a PGT, subsidiária integral da companhia. O FIP irá subscrever debêntures conversíveis emitidas pela NTS para substituição dessa dívida. A primeira parcela, no montante de US\$ 4,34 bilhões, será paga no fechamento da transação e o saldo remanescente, no montante de US\$ 850 milhões, será pago no quinto ano, com juros anuais a uma taxa fixa, conforme estabelecido no contrato de compra e venda.

Esta operação contempla a continuidade da capacidade e dos termos atualmente contratados pela Petrobras, através de cinco contratos de transporte de gás na modalidade firme, com obrigação de 100% *ship-or-pay*. Os contratos têm vigência de 20 anos com prazos de encerramento, contados a partir de 2016, e as tarifas são reguladas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e reajustadas pelo IGP-M.

A conclusão da transação está sujeita à autorização pelos órgãos reguladores competentes. Em decorrência das condições precedentes, os ativos e passivos correspondentes, objetos da transação, foram classificados como mantidos para venda.

Em 10 de fevereiro de 2017, a companhia foi intimada, pela decisão da 2ª vara da Justiça Federal de Sergipe que concedeu liminar, em ação popular, determinando a suspensão desta alienação. Em 09 de março de 2017, a liminar que determinava a paralisação da alienação foi suspensa, permitindo que a companhia prossiga com esta operação.

### **Venda da empresa Nansei Sekiyu (NSS)**

Em 17 de outubro de 2016, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda da totalidade das ações da Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha (NSS) para a Taiyo Oil Company ("Taiyo").

Em 28 de dezembro de 2016, a operação de venda foi concluída após o cumprimento de todas as condições precedentes previstas no contrato e foi efetuado o pagamento de US\$ 165 milhões pela Taiyo considerando o ajuste de preço preliminar, tendo sido apurado ganho de R\$ 436, reconhecido em outras despesas líquidas, com a alienação do investimento. O valor pago ainda está sujeito a ajustes finais.

Adicionalmente, em decorrência desta operação, foi reclassificada para resultado, como outras despesas líquidas, a perda de R\$ 66, oriunda da depreciação cambial do iene frente ao dólar, acumulada desde a aquisição do investimento e anteriormente reconhecida no patrimônio líquido como ajuste acumulado de conversão, conforme nota explicativa 23.4.

### **Aprovação da venda da Liquigás**

Em 17 de novembro de 2016, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda da Liquigás Distribuidora S.A. para a Companhia Ultragas S.A., subsidiária da Ultrapar Participações S.A.

Em 31 de dezembro de 2016, a operação estava sujeita à aprovação das Assembleias Gerais da Petrobras e da Ultrapar e do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE). Em decorrência das condições precedentes, os ativos e passivos correspondentes, objetos da transação, foram classificados como mantidos para venda.

Em 31 de janeiro de 2017, a operação foi aprovada na Assembleia Geral Extraordinária (AGE) da Petrobras pelo valor de R\$ 2,7 bilhões. A conclusão da operação ainda está sujeita ao cumprimento das demais condições precedentes negociadas.



## Venda da Guarani

Em 28 de dezembro de 2016, a Petrobras Biocombustível S.A. (PBIO) alienou a totalidade de sua participação na Guarani S.A., correspondente a 45,97% de seu capital para Tereos Participations S.A., empresa do grupo francês Tereos.

Em 31 de dezembro de 2016, em decorrência das condições precedentes, os ativos correspondentes, objetos da transação, foram classificados como mantidos para venda, reconhecendo uma provisão para perda no montante de R\$ 219, reconhecida em resultado de participações em investimentos.

Em 3 de fevereiro de 2017, a operação de venda foi concluída com o pagamento de US\$ 202,75 milhões pela Tereos Participations SAS, após o cumprimento de todas as condições precedentes previstas no contrato.

## 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) para o Grupo Petrotemex S.A. de C.V. e a Dak Americas Exterior, S.L, subsidiárias da Alpek, S.A.B. de C.V. (Alpek) pelo valor de US\$ 385 milhões, que serão 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. Este valor ainda está sujeito a ajustes de capital de giro, dívida líquida e impostos a recuperar.

A conclusão da transação está sujeita às aprovações da Assembleia Geral Extraordinária (AGE) da Petrobras, do Conselho de Administração do Grupo Alfa, do Conselho Administrativo de Defesa da Concorrência (CADE) e ao cumprimento de demais condições precedentes usuais.

Em 31 de dezembro de 2016, em decorrência da existência de condições precedentes, os ativos e passivos correspondentes, vinculados à operação de venda, foram classificados como mantidos para venda e avaliados ao valor estimado de venda, resultando no reconhecimento de perdas por *impairment*, conforme notas explicativas 14.1 e 14.2.

Em 31 de janeiro de 2017, a companhia foi intimada, pela decisão da 2ª vara da Justiça Federal de Sergipe que concedeu liminar, em ação popular, determinando a suspensão desta alienação. Em 22 de fevereiro de 2017, a liminar que determinava a paralisação da alienação foi suspensa, permitindo que a companhia prossiga com esta operação.

## 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 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 lara (campos de Sururu, Berbigão e Oeste de Atapu, que estão sujeitos a acordos de unitização com a área denominada Entorno de lara, sob regime de cessão onerosa, na qual a Petrobras detém 100% de participação), no Bloco BM-S-11;
- 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 da Petrobras para a Total nas térmicas Rômulo Almeida e Celso Furtado, localizadas na Bahia. A companhia reconheceu uma perda por *impairment* conforme apresentado na nota 14.2.

Em 28 de fevereiro de 2017, a Petrobras e a Total assinaram os contratos de compra e venda relacionados aos referidos ativos. A Total pagará à Petrobras o valor global de US\$ 2,225 bilhões, composto de US\$ 1,675 bilhão à vista, pelos ativos e serviços, uma linha de crédito que pode ser acionada pela Petrobras no valor de US\$ 400 milhões, representando parte dos investimentos da Petrobras nos campos da área de Iara, além de pagamentos contingentes no valor de US\$ 150 milhões.

As conclusões das operações estão sujeitas às aprovações dos órgãos reguladores competentes e ao potencial exercício do direito de preferência dos atuais parceiros na área de Iara, além de outras condições precedentes.

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.

## 10.2. Outras reestruturações societárias

### Incorporação da Nova Fronteira Bioenergia

Em 15 de dezembro de 2016, a Petrobras através de sua subsidiária Petrobras Biocombustível S.A. (PBIO), celebrou um acordo de incorporação e outras avenças com o grupo São Martinho S.A. (São Martinho). O acordo prevê que a participação de 49% detida pela PBIO na Nova Fronteira Bioenergia S.A. seja incorporada pela São Martinho.

Em 31 de dezembro de 2016, em decorrência das condições precedentes, os ativos correspondentes, objetos da transação, foram classificados como mantidos para venda, apurando uma perda no montante de R\$ 100, reconhecida em resultado de participações em investimentos.

Em 23 de fevereiro de 2017, a operação foi concluída com o recebimento pela PBIO de 24 milhões de novas ações ordinárias emitidas pela São Martinho, representando 6,593% do capital social votante e total desta companhia, em substituição e na proporção das ações que a PBIO detinha na Nova Fronteira. Estas ações não estarão sujeitas a qualquer tipo de restrição (*lock up*) e a sua venda deverá ser realizada de forma organizada pelo prazo de quatro anos.

## 10.3. Ativos classificados como mantidos para venda

						Consolidado	
						31.12.2016	31.12.2015
	E&P	Distribuição	Abastecimento	Gás & Energia	Biocombustível	Total	Total
Ativos classificados como mantidos para venda <sup>(*)</sup>							
Caixa e Equivalentes de Caixa	-	328	27	-	-	355	11
Contas a receber	-	247	420	-	-	667	43
Estoques	-	170	390	-	-	560	-
Investimentos	-	87	20	-	1.126	1.233	-
Imobilizado	3.381	640	921	9.467	-	14.409	541
Outros	-	114	999	332	-	1.445	-
<b>Total</b>	<b>3.381</b>	<b>1.586</b>	<b>2.777</b>	<b>9.799</b>	<b>1.126</b>	<b>18.669</b>	<b>595</b>

Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda <sup>(\*)</sup>

Fornecedores	-	245	166	29	-	440	-
Financiamentos	-	-	45	-	-	45	488
Provisão para desmantelamento de área	170	-	-	-	-	170	-
Outros	32	96	256	566	-	950	-
<b>Total</b>	<b>202</b>	<b>341</b>	<b>467</b>	<b>595</b>	<b>-</b>	<b>1.605</b>	<b>488</b>

<sup>(\*)</sup> Em 31 de dezembro de 2016, os valores referem-se, principalmente, aos ativos e passivos transferidos pela venda da Petrobras Chile Distribución LTDA (PCD), da Nova Transportadora do Sudeste, Liquigás, PetroquímicaSuape e Citepe, Guarani S.A, Nova Fronteira, cessão de direitos das áreas de concessão denominadas Iara e Lapa e Térmicas Rômulo Almeida e Celso Furtado.

#### **10.4. Medida cautelar do Tribunal de Contas da União (TCU)**

Em 7 de dezembro de 2016, o TCU proferiu medida cautelar impedindo a Petrobras de iniciar novos projetos de desinvestimentos e assinar os contratos de venda relativos àqueles cujos processos competitivos estavam em andamento, até a sua decisão de mérito sobre a sistemática para desinvestimentos da companhia, exceto por cinco transações que poderiam prosseguir com assinatura de seus contratos por estarem em fase final de negociação na data da medida cautelar. Dentre essas transações, incluem-se transações descritas na nota 10.1, sendo elas a venda da Guarani, a venda da PetroquímicaSuape e da Citepe, bem como o acordo de incorporação da Nova Fronteira.

Em 15 de março de 2017 o TCU revogou a cautelar que impedia a companhia de iniciar novos projetos de desinvestimentos, autorizando-a a concluir os dois projetos – venda de participação nos campos de Baúna e Tartaruga Verde e de participação no Campo de Saint Malo no Golfo do México norte-americano – que se encontravam em andamento e já estavam liberados desde a cautelar de 7 de dezembro de 2016, determinando que a Petrobras passe a adotar sua sistemática de desinvestimentos revisada para tais projetos da fase em que estão em diante. Demais projetos devem ser reiniciados já com base na sistemática revisada.

## 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
<b>Empresas Consolidadas</b>						
<b>Subsidiárias e Controladas</b>						
Petrobras Netherlands B.V. - PNBV (i)	E&P	100,00	100,00	70.631	477	Holanda
Petrobras International Braspetro - PIB BV (i) (ii)	Diversos (iii)	99,99	99,99	21.800	(4.764)	Holanda
Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG	Gás e Energia	100,00	100,00	8.887	7.396	Brasil
Petrobras Distribuidora S.A. - BR	Distribuição	100,00	100,00	7.410	(314)	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	4.205	1.224	Brasil
Nova Transportadora do Sudeste S.A. - NTS	Gás e Energia	100,00	100,00	4.101	473	Brasil
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Abastecimento	100,00	100,00	4.008	286	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gás e Energia	51,00	51,00	1.871	315	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	Biocombustível	100,00	100,00	1.347	(886)	Brasil
Petrobras Logística de Gás - Logigás	Gás e Energia	100,00	100,00	1.191	453	Brasil
Liquigás Distribuidora S.A.	Abastecimento	100,00	100,00	967	200	Brasil
Termomacaê Ltda.	Gás e Energia	99,99	99,99	705	28	Brasil
Breitener Energética S.A.	Gás e Energia	93,66	93,66	676	17	Brasil
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85	98,85	573	92	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil (i)	Corporativo	100,00	100,00	543	22	Ilhas Cayman
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	228	(63)	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	194	(620)	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,20	99,20	111	45	Brasil
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	Gás e Energia	99,91	99,91	96	15	Brasil
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	Corporativo	99,95	99,95	34	1	Brasil
Termomacaê Comercializadora de Energia Ltda	Gás e Energia	99,99	99,99	15	6	Brasil
Downstream Participações Ltda.	Corporativo	99,99	99,99	3	-	Brasil
5283 Participações Ltda.	Corporativo	100,00	100,00	1	(1)	Brasil
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE	Abastecimento	100,00	100,00	(124)	(1.244)	Brasil
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape	Abastecimento	100,00	100,00	(479)	(1.315)	Brasil
<b>Operações em conjunto</b>						
Ibiritermo S.A.	Gás e Energia	50,00	50,00	234	48	Brasil
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	Abastecimento	50,00	50,00	229	71	Brasil
<b>Empresas não Consolidadas</b>						
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>						
Logum Logística S.A.	Abastecimento	15,10	15,10	615	(183)	Brasil
Cia Energética Manauara S.A.	Gás e Energia	40,00	40,00	160	44	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	Abastecimento	33,20	33,33	151	87	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	Abastecimento	50,00	50,00	144	42	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	85	4	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	79	4	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	44	5	Brasil
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	42	5	Brasil
Metanol do Nordeste S.A. - Metanor	Abastecimento	34,54	34,54	40	(10)	Brasil
Eólica Mangue Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	38	5	Brasil
Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	51,00	51,00	38	5	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	Abastecimento	45,00	45,00	4	(2)	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOS	Biocombustível	50,00	50,00	-	-	Brasil
<b>Coligadas</b>						
Braskem S.A.	Abastecimento	36,20	47,03	2.728	(452)	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	20,00	20,00	571	(171)	Brasil
Deten Química S.A.	Abastecimento	27,88	27,88	347	108	Brasil
Energética SUAPE II	Gás e Energia	20,00	20,00	266	87	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gás e Energia	20,00	20,00	99	9	Brasil
Fundo de Investimento em Participações de Sondas - FIP Sondas	E&P	4,59	4,59	1	(3.388)	Brasil
Nitroclor Ltda.	Abastecimento	38,80	38,80	1	-	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	-	-	Brasil
Sete Brasil Participações S.A.	E&P	5,00	5,00	(21.777)	(393)	Brasil

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

(ii) Participação de 0,0050% da 5283 Participações Ltda.

(iii) Atuação internacional nas áreas de E&P, Refino, Gás&Energia e Distribuição.

## 11.2. Mutação dos investimentos (Controladora)

	Saldo em 31.12.2015	Aportes de capital	Transações de capital	Reorganiza- ções, redução de capital e outros (*)	Resultado de participação em investi- mentos (**)	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Transferên- cias para mantidos para venda	Saldo em 31.12.2016
<b>Controladas</b>										
PNBV	76.324	5.150	224	-	(80)	(13.451)	-	-	-	68.167
PIB BV	6.491	16.646	-	-	(5.322)	2.238	23	-	-	20.076
TAG (***)	2.832	538	1.556	(2.632)	4.346	-	3.076	(1.222)	-	8.494
BR Distribuidora	9.703	-	-	-	(209)	-	(1.453)	(747)	-	7.294
Transpetro	5.095	-	-	-	367	(241)	(156)	(1.186)	-	3.879
PB-LOG	3.093	-	-	-	760	-	-	(505)	-	3.348
PBIO	1.124	772	-	-	(980)	141	293	-	-	1.350
Logigás	1.100	-	-	-	460	-	(7)	(363)	-	1.190
Gaspetro	950	-	-	31	106	-	-	(135)	-	952
Termomacacé Ltda	717	-	-	-	32	-	(2)	(42)	-	705
Breitener	609	-	-	-	16	-	-	8	-	633
Araucária Nitrogenados	842	-	-	-	(620)	-	(28)	-	-	194
Liquigás	1.051	-	-	-	191	-	(12)	(161)	(1.069)	-
NTS (***)	-	2.632	1.360	-	473	-	-	(364)	(4.101)	-
Citepe	562	554	-	1.014	(1.220)	-	-	-	(910)	-
Petroquímica Suape	378	433	-	1.576	(1.310)	-	-	-	(1.077)	-
Outras Controladas	675	6	-	(34)	124	72	(2)	(33)	-	808
<b>Operações em conjunto</b>	223	-	-	-	59	-	-	(49)	-	233
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>	280	-	-	-	92	-	(4)	(54)	-	314
<b>Coligadas</b>										
Braskem	3.142	-	-	-	(338)	32	984	(452)	-	3.368
Demais coligadas	325	-	-	-	(90)	-	-	(68)	-	167
Subsidiárias, controladas, operações/empreendi- mentos em conjunto e coligadas	115.516	26.731	3.140	(45)	(3.143)	(11.209)	2.712	(5.373)	(7.157)	121.172
Outros investimentos	20	-	-	(1)	-	-	-	-	-	19
<b>Total dos Investimentos</b>	<b>115.536</b>	<b>26.731</b>	<b>3.140</b>	<b>(46)</b>	<b>(3.143)</b>	<b>(11.209)</b>	<b>2.712</b>	<b>(5.373)</b>	<b>(7.157)</b>	<b>121.191</b>
Resultado de empresas classificadas como mantidas para venda - provisão para perda na Citepe e Petroquímica Suape.					(1.433)	-	-			
Resultado de participações em investimentos					(4.576)	(11.209)	2.712			

(\*) Inclui reclassificação da dívida da Citepe e da Petroquímica Suape para outros passivos circulantes, visto não estar vinculada à operação de venda.

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

(\*\*\*) Transferência da totalidade das ações da NTS da TAG para a Petrobras, conforme nota explicativa 10.1.

### 11.3. Mutação dos investimentos (Consolidado)

	Saldo em 31.12.2015	Aportes de capital	Reorganiza- ções, redução de capital e outros	Resultado de Participação em investimentos (*)	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Transferência para ativos mantidos para venda	Saldo em 31.12.2016
<b>Empreendimentos controlados em Conjunto</b>									
Petrobras Oil & Gas B.V. - PO&G	6.031	-	-	97	(970)	-	(504)		4.654
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural	980	-	-	236	-	-	(140)		1.076
Nova Fronteira Bionergia S.A.	465	-	-	103	-	-	-	(568)	-
Compañia Mega S.A. - MEGA	174	-	-	91	(41)	-	(109)		115
Compañia de Inversiones de Energia S.A. - CIESA	170	-	-	9	(25)	-	(5)	(149)	-
Setor Petroquímico	81			18			(16)		83
Demais empresas	381	90	-	(94)	(1)	-	(39)	-	337
<b>Coligadas</b>									
Braskem S.A.	3.142	-	-	(338)	32	984	(452)		3.368
Investidas na Venezuela	851	-	-	(6)	(80)	-	-	(765)	-
Guarani S.A.	759	268	(92)	(487)	140	289	-	(877)	-
Setor Petroquímico	95	-	-	30	-	-	(29)		96
UEG Araucária Ltda	169	-	-	(149)	-	-	(20)		-
Demais empresas	429	-	-	146	(132)	-	(89)	(185)	169
Outros Investimentos	45	-	(9)	-	14	-	-		50
	13.772	358	(101)	(344)	(1.063)	1.273	(1.403)	(2.544)	9.948

(\*) Não contempla o valor de resultado de participação em investimentos transferidos para ativos mantidos para venda, no montante de R\$ 285, credor.

### 11.4. Investimentos em empresas com ações negociadas em bolsas

Empresa	Lote de mil ações		Tipo	Cotação em bolsa de valores (R\$ por ação)		Valor de mercado	
	31.12.2016	31.12.2015		31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
<b>Controlada indireta</b>							
Petrobras Argentina (*)	-	1.356.792	ON	-	2,38	-	3.229
						-	3.229
<b>Coligada</b>							
Braskem S.A.	212.427	212.427	ON	29,99	15,91	6.371	3.380
Braskem S.A.	75.762	75.762	PNA	34,25	27,62	2.595	2.093
						8.966	5.473

(\*) Este investimento foi alienado, conforme nota explicativa 10.1.

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

### 11.5. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da companhia é de R\$ 2.513 (R\$ 3.199 em 2015), dos quais R\$ 917 são atribuíveis aos acionistas não controladores da Gaspetro S.A., R\$ 323 da TBG (R\$ 916, R\$ 213 e R\$ 1.432 referentes a Gaspetro S.A., TBG e Petrobras Argentina S.A. em 31 de dezembro de 2015, respectivamente) e R\$ 570 das Entidades Estruturadas (R\$ 153, devedor, em 31 de dezembro de 2015).

A seguir estão apresentadas suas informações contábeis sumarizadas:

	Gaspetro		Entidades estruturadas <sup>(*)</sup>		TBG		Petrobras Argentina
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2015
Ativo circulante	269	317	2.429	2.119	1.073	743	3.106
Ativo realizável a longo prazo	275	230	5.452	7.473	2	3	281
Investimentos	1.279	1.183	-	-	-	-	1.078
Imobilizado	3	4	277	286	2.087	2.205	4.234
Outros ativos não circulantes	304	310	-	-	9	9	6
	2.130	2.044	8.158	9.878	3.171	2.960	8.705
Passivo circulante	150	69	1.657	1.777	1.284	551	2.111
Passivo não circulante	109	106	5.931	8.254	1.228	1.973	2.229
Patrimônio líquido	1.871	1.869	570	(153)	659	436	4.365
	2.130	2.044	8.158	9.878	3.171	2.960	8.705
Receita operacional líquida	334	693	-	-	1.476	1.472	810
Lucro líquido do exercício	252	490	1.002	(708)	847	267	395
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	3	(549)	40	(312)	652	-	237

(\*) Inclui Charter Development LLC - CDC, Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais - CDMPI e PDET Offshore S.A..

A Gaspetro é uma empresa com participação em diversas distribuidoras de gás, controlada da Petrobras. A Petrobras concluiu a venda de 49% da sua participação na Gaspetro, em 28 de dezembro de 2015.

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.

## 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:

	2016			2015					
	Empreendimentos controlados em conjunto			Empreendimentos controlados em conjunto					
	País	PO&G <sup>(*)</sup>	Outras empresas no exterior	País	PO&G <sup>(*)</sup>	Outras empresas no exterior			
Ativo Circulante	3.311	2.722	497	16.992	4.317	3.648	1.278	20.921	8.748
Ativo Realizável a Longo Prazo	1.818	115	67	5.369	1.339	196	81	10.531	777
Imobilizado	2.826	10.767	60	30.452	4.711	10.896	1.905	37.482	7.087
Outros ativos não circulantes	2.346	4	-	3.121	2.164	17	14	11.055	304
	10.301	13.608	624	55.934	12.531	14.757	3.278	79.989	16.916
Passivo Circulante	3.997	1.273	273	14.002	5.198	891	832	19.057	14.083
Passivo não Circulante	1.627	5.928	3	60.663	2.498	5.183	1.185	48.896	4.129
Patrimônio Líquido	4.677	6.407	348	(15.609)	4.327	8.683	697	12.762	(1.296)
Participação dos Acionistas não Controladores	-	-	-	(3.122)	508	-	564	(726)	-
	10.301	13.608	624	55.934	12.531	14.757	3.278	79.989	16.916
Receita Operacional Líquida	9.411	2.688	1.156	49.407	12.742	7.527	947	52.654	652
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	647	219	237	(4.510)	517	816	155	3.452	(5.460)
Percentual de Participação - %	20 a 83%	50%	34 a 50%	5 a 49%	20 a 83%	50%	34 a 50%	5 a 49%	11 a 49%

(\*) A Petrobras Oil & Gas (PO&G) é uma joint venture situada na Holanda, com 50% de participação da Petrobras International BV (PIBBV), para exploração e produção de petróleo e gás na África.



## 12. Imobilizado

### 12.1. Por tipo de ativos

					Consolidado	Controladora
	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens	Ativos em construção <sup>(*)</sup>	Gastos c/exploração e desenvolvimento (campos produtores de petróleo e gás)	Total	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2015	21.341	260.297	140.627	158.725	580.990	437.150
Adições	657	4.396	60.263	1.745	67.061	50.464
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	15.932	15.932	16.511
Juros capitalizados	-	-	5.842	-	5.842	4.767
Baixas	(27)	(192)	(6.184)	(1.455)	(7.858)	(5.994)
Transferências	4.006	28.814	(54.132)	27.668	6.356	664
Depreciação, amortização e depleção	(1.528)	(21.241)	-	(15.296)	(38.065)	(27.642)
Impairment - constituição	(928)	(14.981)	(11.489)	(20.324)	(47.722)	(33.597)
Impairment - reversão	1	42	21	90	154	116
Ajuste acumulado de conversão	299	31.404	11.913	3.525	47.141	-
Saldo em 31 de dezembro de 2015	23.821	288.539	146.861	170.610	629.831	442.439
Custo	33.561	438.533	146.861	262.480	881.435	617.596
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(9.740)	(149.994)	-	(91.870)	(251.604)	(175.157)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	23.821	288.539	146.861	170.610	629.831	442.439
Adições	361	3.223	41.337	720	45.641	33.657
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	3.113	3.113	2.868
Juros capitalizados	-	-	5.982	-	5.982	4.470
Baixas	(210)	(465)	(4.689)	(153)	(5.517)	(5.210)
Transferências <sup>(***)</sup>	1.479	16.645	(55.069)	20.570	(16.375)	(5.516)
Depreciação, amortização e depleção	(1.479)	(26.102)	-	(20.422)	(48.003)	(36.742)
Impairment - constituição	(1.036)	(12.652)	(1.510)	(6.357)	(21.555)	(13.709)
Impairment - reversão	-	2.511	-	584	3.095	2.514
Ajuste acumulado de conversão	(180)	(15.128)	(7.210)	(1.818)	(24.336)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2016	22.756	256.571	125.702	166.847	571.876	424.771
Custo	32.589	415.663	125.702	262.886	836.840	624.946
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(9.833)	(159.092)	-	(96.039)	(264.964)	(200.175)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	22.756	256.571	125.702	166.847	571.876	424.771
Tempo de vida útil médio ponderado em anos	40 (25 a 50) (exceto terrenos)	20 (3 a 31) (**)		Método da unidade produzida		

<sup>(\*)</sup> Os saldos por área de negócio são apresentados na nota explicativa 29.

<sup>(\*\*)</sup> Contempla ativos de exploração e produção depreciados pelo método das unidades produzidas.

<sup>(\*\*\*)</sup> Inclui montantes transferidos para ativos classificados como mantidos para venda.

Em 31 de dezembro de 2016, 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\$ 407 e de R\$ 6.004, respectivamente (R\$ 189 e R\$ 9.248 em 31 de dezembro de 2015).

## 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 31.12.2016
até 5 anos	13.246	(9.833)	3.413
6 - 10 anos	51.465	(31.469)	19.996
11 - 15 anos	6.716	(3.630)	3.086
16 - 20 anos	129.391	(43.153)	86.238
21 - 25 anos	66.209	(21.396)	44.813
25 - 30 anos	47.781	(12.007)	35.774
30 anos em diante	78.831	(20.420)	58.411
Método da Unidade Produzida	53.467	(27.017)	26.450
	<b>447.106</b>	<b>(168.925)</b>	<b>278.181</b>
Edificações e benfeitorias	31.443	(9.833)	21.610
Equipamentos e outros bens	415.663	(159.092)	256.571

## 12.3. 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 Prê-Sal, com produção limitada ao volume máximo de 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo, em até 40 (quarenta) anos, renováveis por mais 05 (cinco) anos, sob determinadas condições. Em contrapartida, a Petrobras pagou à União o montante de R\$ 74.808, que em 31 de dezembro de 2016, 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 do Contrato, os quais devem estar baseados em laudos técnicos de certificadores independentes, contratados pela Petrobras e pela ANP. A conclusão da revisão somente ocorre após o fim da revisão de todas as áreas.

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 nos termos do Contrato. 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 revistos: (i) Valor do Contrato; (ii) Volume Máximo de barris a serem produzidos; (iii) Prazo de Vigência; e (iv) Percentuais mínimos de Conteúdo Local.

Até o momento, não há definições sobre o resultado da revisão e sobre formas de ressarcimento. Somente após a finalização de ambos os trabalhos de certificação e emissão dos respectivos laudos, é que a Petrobras e os representantes do Governo iniciarão as negociações relativas ao valor do contrato e à forma de pagamento.

Em relação à negociação a ser realizada entre Petrobras e Governo Federal, o Conselho de Administração, em 21 de outubro de 2016, aprovou a criação de 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, para acompanhar o processo de revisão do Contrato e emitir opinião que respalde decisões do Conselho de Administração a respeito desse tema.

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

Os seguintes campos foram devolvidos à ANP durante o exercício de 2016: Tiziu, Japuaçu, Rio Joanes, parte de Golfinho e parte de Tambuatá. Estas devoluções devem-se principalmente a inviabilidade econômica dos campos e, conseqüentemente, a companhia reconheceu baixas de ativos do montante de R\$ 12 como outras despesas, líquidas.

Os seguintes campos foram devolvidos à ANP durante o exercício de 2015: Itaparica, Camaçari, Carapicú, Baúna Sul, Salema Branca, Nordeste Namorado, parte de Rio Preto, Pirapitanga, Piracucá, Catuá e parte de Mangangá. Estas devoluções devem-se principalmente a inviabilidade econômica dos campos e, conseqüentemente, a companhia reconheceu baixas de ativos do montante de R\$ 1.032 como outras despesas líquidas.

## 13. Intangível

### 13.1. Por tipo de ativos

	Consolidado				Controladora	
	Direitos e Concessões	Adquiridos	Desenvolvidos internamente	Ágio (goodwill)	Total	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2015	9.542	315	1.148	971	11.976	9.108
Adições	59	73	259	-	391	299
Juros capitalizados	-	-	18	-	18	18
Baixas	(589)	-	(7)	-	(596)	(169)
Transferências	273	21	36	-	330	273
Amortização	(75)	(109)	(325)	-	(509)	(396)
Impairment - constituição	(98)	-	-	-	(98)	-
Ajuste acumulado de conversão	404	8	2	146	560	-
Saldo em 31 de dezembro de 2015	9.516	308	1.131	1.117	12.072	9.133
Custo	10.526	1.699	3.762	1.117	17.104	12.442
Amortização acumulada	(1.010)	(1.391)	(2.631)	-	(5.032)	(3.309)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	9.516	308	1.131	1.117	12.072	9.133
Adições	39	53	204	-	296	208
Juros capitalizados	-	-	14	-	14	14
Baixas	(523)	-	(4)	-	(527)	(177)
Transferências	(44)	(15)	(1)	(332)	(392)	(7)
Amortização	(78)	(120)	(342)	-	(540)	(407)
Impairment - constituição	(7)	-	-	-	(7)	-
Ajuste acumulado de conversão	(178)	(4)	(4)	(67)	(253)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2016	8.725	222	998	718	10.663	8.764
Custo	9.367	1.587	3.941	718	15.613	12.459
Amortização acumulada	(642)	(1.365)	(2.943)	-	(4.950)	(3.695)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	8.725	222	998	718	10.663	8.764
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.

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

No exercício de 2016, os direitos sobre os blocos exploratórios devolvidos para a ANP totalizaram R\$ 27 (R\$ 82 em 2015), localizados nas áreas abaixo:

Área	Em fase exploratória	
	Exclusivo	Parceria
Bacia de Campos	1	-
Bacia de Santos	1	-
Bacia do Potiguar	1	-
Bacia do Recôncavo	-	2
Bacia de Tucano Sul	-	3
Bacia de Foz do Amazonas	2	-
Bacia do Amazonas	-	1
Bacia do Parecis	2	-

### 13.3. Direito de exploração de petróleo - Partilha de Produção

O Consórcio Libra, composto pela Petrobras (40%), Shell (20%), Total (20%), CNPC (10%), CNOOC (10%) e Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), na condição de gestora, celebrou o Contrato de Partilha de Produção no dia 2 de dezembro de 2013 com a União Federal, através do Ministério de Minas e Energia – MME, após a 1ª rodada de licitação do pré-sal, realizada em outubro de 2013 pela ANP.

Nos termos do Contrato de Partilha de Produção, foram concedidos ao consórcio direitos e obrigações para operar e explorar uma área estratégica do Pré-Sal, conhecida como bloco de Libra, que compreende cerca de 1.550 km<sup>2</sup>, localizado em águas ultraprofundas da Bacia de Santos. Este foi o primeiro Contrato de Partilha de Produção, com prazo de duração de 35 anos e não sujeito à prorrogação.

O reservatório de Libra foi descoberto em 2010, com a perfuração do poço 2-ANP-2A-RJS. O consórcio vencedor do bloco ofereceu 41,65% de excedente em óleo para a União, conforme as regras do edital da 1ª Rodada de Licitação do Pré-Sal. Esse percentual refere-se ao excedente em óleo a ser pago no cenário de referência entre US\$ 100,01 e US\$ 120,00 por barril de petróleo e produção por poço produtor ativo, compreendida entre 10 mil e 12 mil barris por dia. Esse percentual pode variar de acordo com o preço internacional do petróleo e a produtividade dos poços, conforme tabela definida pela ANP.

O bônus de assinatura no valor de R\$ 15.000 foi pago em parcela única, cabendo à Petrobras o valor de R\$ 6.000, referente à sua participação no consórcio, registrado como Direitos e Concessões.

Atualmente, dentro da fase inicial de exploração (4 anos), o programa exploratório mínimo já foi parcialmente realizado e inclui uma aquisição sísmica 3D para todo o bloco, dois poços exploratórios e o Teste de Longa Duração (TLD) que deve ser realizado em 2017. Os resultados da perfuração confirmaram a existência de reservatórios de carbonato com óleo de espessura de até 410 metros que mostram elevada porosidade e permeabilidade. Os testes de produção confirmaram a elevada produtividade e qualidade do óleo desses reservatórios.

Em setembro de 2016, o consórcio de Libra instaurou processo de contratação para o segundo navio-plataforma e primeiro sistema definitivo de produção da área noroeste, o FPSO do Projeto Piloto de Libra, que terá capacidade de produzir 180 mil barris de óleo por dia e processar 12 milhões de m<sup>3</sup> de gás, com entrada em operação prevista para 2020.

A Petrobras e seus parceiros colocarão em operação um navio capaz de produzir, armazenar e transferir óleo e gás natural (FPSO), batizado Pioneiro de Libra, para realizar testes de longa duração e sistemas de produção antecipada em três locações da área noroeste do Bloco.

O Pioneiro de Libra entrará em operação em 2017 e terá capacidade para processar 50 mil barris de óleo/dia, comprimir 4 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás associado e tem por objetivo reduzir os riscos e otimizar os sistemas definitivos de produção de Libra.

No final de 2016, foram concluídas as duas primeiras completações de poços para produção (conjunto de operações necessárias para equipar o poço, depois de perfurado e deixá-lo pronto para produzir óleo e gás) do bloco de Libra. Os poços foram equipados com sistemas de completção inteligente em duas zonas, que permitem controlar e monitorar, em tempo real, a produção dos poços que entrarão em operação em 2017, interligados ao Pioneiro de Libra.

Assim, a partir de 2020, serão instalados quatro sistemas definitivos de produção na área noroeste. O primeiro está programado para setembro de 2020 (Piloto) e os demais, para 2021, 2022 e 2023, subsequentemente. Os poços e a parte submarina dos sistemas posteriores ao Piloto serão dimensionados a partir dos resultados obtidos no Teste de Longa Duração (TLD).

#### 13.4. Concessão de serviços de distribuição de gás natural canalizado

Em 31 de dezembro de 2016, o ativo intangível inclui contratos de concessão de distribuição de gás natural canalizado no Brasil, no total de R\$ 578 (R\$ 580 em 2015), 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 de 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 2 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 n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. A companhia não efetuou nenhuma provisão para perda, pois o valor contábil existente em 31 de dezembro de 2016, no montante de R\$ 274 (R\$ 270 em 31 de dezembro de 2015) está garantido pela indenização prevista na referida Lei.

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

A companhia avalia a recuperabilidade dos ativos com data base em 31 de dezembro, anualmente, ou quando existir um indicativo de desvalorização. Para determinados ativos, este indicativo foi verificado em setembro de 2016, principalmente em função de uma expectativa de recuperação mais moderada do preço internacional de petróleo, redução no dispêndio previsto na carteira de investimentos, refletindo uma otimização de portfólio com a finalidade de reduzir a alavancagem da companhia, bem como mudanças no cenário político-econômico brasileiro. Estas mudanças alteraram as projeções de premissas econômicas de médio e longo prazo utilizadas no âmbito do novo Plano de Negócios e Gestão (PNG 2017-2021) da companhia que foi concluído e aprovado no terceiro trimestre de 2016, com reflexos diretos nas premissas-chaves dos testes de *impairment*. Mudanças no cenário político-econômico brasileiro também resultaram em aumentos nas taxas de desconto para os testes realizados em 2016.

Em 31 de dezembro de 2016, a companhia avaliou a existência de novos indicativos de desvalorização para os ativos anteriormente testados em 30 de setembro de 2016, sendo verificada a necessidade de reconhecimento de perdas adicionais por desvalorização para as UGCs de Campos de Produção de Óleo e Gás Brasil, UGC Comperj e UGC Conjunto de Navios da Transpetro, bem como reversão da UGC Conjunto das Térmicas. Os indicativos de desvalorização identificados no quarto trimestre para os ativos listados acima, foram principalmente: (i) revisão anual de reservas oficial da companhia; (ii) revisão anual da provisão para desmantelamento de áreas; (iii) andamento das obras inerentes às utilidades do Trem 1 da Comperj, que também atenderão à Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN); (iv) alteração da UGC Conjunto das Térmicas, conforme nota 5.3; e (v) início da construção de cinco navios Aframax da UGC de Transporte em função da eficácia dos contratos de financiamento, garantindo a financiabilidade dos projetos.

Adicionalmente, foram reconhecidas perdas decorrentes de desinvestimentos e de revisões anuais de recuperação de ativos em certas subsidiárias, ocorridas no último trimestre de 2016.

Em 2015, as principais perdas na recuperabilidade dos ativos foram reconhecidas no quarto trimestre, mediante a revisão anual da companhia em 31 de dezembro, principalmente em função de mudança no cenário de preços de petróleo, redução das reservas provadas e prováveis, redução no dispêndio previsto na carteira de investimentos e maior prêmio de risco para o Brasil.

As perdas oriundas dos testes realizados foram reconhecidas no resultado do exercício e são apresentadas a seguir:

Ativo ou UGC, por natureza	Valor contábil líquido (**)	Valor recuperável (**)	Perda por desvalorização (*) (***)	Consolidado	
				Segmento	Comentários
<b>2016</b>					
Imobilizado e intangível					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	41.584	34.855	7.381	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a1)
Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços	2.980	208	2.772	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (b1)
2º trem de refinaria Abreu e Lima - RNEST	8.077	5.546	2.531	Abastecimento, Brasil	Ver item (c)
Complexo Petroquímico Suape	3.569	1.558	2.011	Abastecimento, Brasil	Ver item (d1)
Comperj	1.315	-	1.315	Abastecimento, Brasil	Ver item (e1)
UFN III	1.699	1.202	497	Gás e Energia, Brasil	Ver item (f1)
Araucária	638	185	453	Gás e Energia, Brasil	Ver item (g)
Conjunto de Navios da Transpetro	5.822	5.024	798	Abastecimento, Brasil	Ver item (h)
Usina de Quixadá - CE	90	-	90	Biocombustível, Brasil	
Outros	2.009	1.390	619	Diversos	
			18.467		
Ativos mantidos para venda					
Complexo Petroquímico Suape	2.689	1.255	1.434	Abastecimento, Brasil	Ver item 14.2
Petrobras Chile Distribución	1.773	1.507	266	Distribuição, Exterior	Ver item 14.2
Térmicas Celso Furtado e Rômulo Almeida	394	238	156	Abastecimento, Brasil	Ver item 14.2
Outros	315	341	(26)	Diversos	
<b>Total</b>			<b>20.297</b>		
<b>2015</b>					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	82.982	47.402	33.722	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a2)
Comperj	6.193	912	5.281	Abastecimento, Brasil	Ver item (e2)
Campos de produção de óleo e gás no Exterior	6.045	3.583	2.462	Exploração e Produção, Exterior	Ver item (i)
Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços	2.927	949	1.978	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (b2)
UFN III	3.651	1.696	1.955	Gás e Energia, Brasil	Ver item (f2)
Complexo Petroquímico Suape	4.463	3.681	782	Abastecimento, Brasil	Ver item (d2)
UFN V	585	-	585	Gás e Energia, Brasil	
Usinas de Biocombustível	524	343	181	Biocombustíveis, Brasil	
Outros	1.331	611	720	Diversos	
<b>Total</b>			<b>47.666</b>		

(\*) Constituição e reversão de *impairment*.

(\*\*) Valores referentes às UGCs testadas em setembro de 2016 estão apresentados com base nesta data.

(\*\*\*) Não inclui provisão de *impairment* de ativos classificados como mantidos para venda de R\$ 10 em 2015.

## 14.1. Imobilizado e Intangível

Na avaliação de recuperabilidade dos ativos imobilizados e intangíveis com indicativos de desvalorização, a companhia estimou o valor em uso dos ativos (individualmente, ou agrupados em unidades geradoras de caixa - UGC), a partir de projeções que consideram:

- vida útil baseada na expectativa de utilização do conjunto de ativos que compõem a UGC, considerando a política de manutenção da companhia;
- premissas e orçamentos aprovados pela Administração da companhia 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.

Informações sobre as premissas-chave para o testes de recuperabilidade de ativos e as definições das Unidades Geradoras de Caixa – 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 2016 foram:

	2017	2018	2019	2020	2021	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	48	56	68	71	71	70
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$ (a preços de 2016)	3,46	3,54	3,48	3,42	3,38	3,36

Em 2015, as projeções utilizadas nos testes de *impairment* foram:

	2016	2017	2018	2019	2020	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barril)	45	59	61	64	67	71
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$ (a preços de 2015)	4,06	3,73	3,66	3,60	3,60	3,06

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 – 2016

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 perdas por desvalorização no valor de R\$ 7.381. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante, que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção, de 9,1% a.a. em dezembro, reduzindo para 8,6% a.a. em setembro principalmente em função da melhora no prêmio de risco para o Brasil. Essas perdas estão relacionadas, predominantemente, aos campos de Polo Norte (R\$ 3.823), Polo Ceará Mar (R\$ 693), Guaricema (R\$ 415), Bijupirá e Salema (R\$ 317), Dourado (R\$ 284), Maromba (R\$ 281), Trilha (R\$ 228), Papa-Terra (R\$ 234), Pampo (R\$ 216), Frade (R\$ 213), Polo Uruguá (R\$ 196), Badejo (R\$ 183), Bicudo (R\$ 160), Riachuelo (R\$ 146), Fazenda Bálsamo (R\$ 135) e Polo Água Grande (R\$ 101), devido à apreciação do real frente ao dólar norte-americano, revisão de premissas de preço, revisão anual de reservas, revisão anual da provisão de desmantelamento de áreas, bem como o aumento da taxa de desconto, decorrente, principalmente, do maior prêmio de risco para o Brasil. Adicionalmente, há uma reversão da provisão do Polo Centro Sul (R\$ 1.347) ocorrida no terceiro trimestre, devido a maiores estimativas de reservas e produção conforme replanejamento das operações de campos, prevista no Plano de Negócios e Gestão PNG 2017 - 2021, que considerou a desmobilização de uma unidade, com a substituição por uma nova planta de processamento em uma unidade existente com maiores custos operacionais, acarretando em redução significativa da projeção de custos operacionais.

### a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil - 2015

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 perdas por desvalorização no valor de R\$ 33.722. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 8,3% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção. Essas perdas estão relacionadas, predominantemente, aos campos de Papa-Terra (R\$ 8.723), Polo Centro-Sul (R\$ 4.605), Polo Uruguá (R\$ 3.849), Espadarte (R\$ 2.315), Linguado (R\$ 1.911), Polo CVIT – Espírito Santo (R\$ 1.463), Piranema (R\$ 1.333), Lapa (R\$ 1.238), Bicudo (R\$ 937), Frade (R\$ 773), Badejo (R\$ 740), Pampo (R\$ 355) e Trilha (R\$ 327), em função da revisão de premissas de preço, decorrente da queda das projeções dos preços do petróleo no mercado internacional que ocasionaram redução nas reservas de óleo e gás e nos fluxos de caixa dos projetos, bem como pelo aumento da taxa de desconto e revisão geológica do reservatório de Papa-Terra.



**b1) Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2016**

Nas nossas avaliações dos ativos que atuam na produção e perfuração dos poços, não vinculados diretamente aos campos de produção de óleo e gás, foram identificadas perdas por desvalorização de R\$ 2.772. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 9,9% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de equipamentos e serviços da indústria de óleo e gás. Essas perdas foram reconhecidas, principalmente, em função de incertezas sobre a continuidade da construção dos cascos das FPSOs P-71, P-72 e P-73, no montante de R\$ 1.925, referente ao saldo destes ativos, conforme nota explicativa 14.4.

**b2) Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2015**

Nas nossas avaliações dos ativos que atuam na produção e perfuração dos ativos, não vinculados diretamente aos campos de produção de óleo e gás, foram identificadas perdas por desvalorização de R\$ 1.978. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 9,2% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de equipamentos e serviços da indústria de óleo e gás. Essas perdas foram reconhecidas, principalmente, em função da expectativa de futura ociosidade de sondas de perfuração na revisão do planejamento, bem como pelo aumento da taxa de desconto.

**c) 2º trem de refino da RNEST – 2016**

As nossas avaliações dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 2.531. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 8,7% a.a. (8,1% a.a. em 2015), que deriva da metodologia do WACC para o setor de refino e considera a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados. Essas perdas decorreram, principalmente: (i) do aumento da taxa de desconto; e, (ii) postergação da expectativa de entrada de caixa do projeto para 2023 considerando a conclusão da obra com recursos próprios, prevista no Plano de Negócios e Gestão PNG 2017 - 2021.

**d1) Complexo Petroquímico Suape – 2016**

A avaliação de recuperabilidade dos ativos da companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. -- CITEPE e companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. – PetroquímicaSuape, em setembro de 2016, resultou em uma provisão para perda de R\$ 2.011. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos das companhias; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7,5% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor petroquímico. Este resultado está relacionado, principalmente, à redução das projeções de mercado e apreciação do real frente ao dólar norte-americano. Em dezembro de 2016, em decorrência da aprovação da alienação do Complexo Petroquímico Suape, foi reconhecida uma perda adicional, conforme nota 14.2.

**d2) Complexo Petroquímico Suape – 2015**

A avaliação de recuperabilidade dos ativos da companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE e companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape, resultou em uma provisão de perda de R\$ 782. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos das companhias; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7,2% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor petroquímico. Este resultado está relacionado, principalmente, à redução das projeções de mercado e das premissas de preço, que foram atualizadas em virtude do nível de atividade econômica no país e da redução dos spreads deste setor no mercado internacional, além do aumento da taxa de desconto.

### e1) Comperj – 2016

Diante da reavaliação do projeto no segundo trimestre de 2016, que manteve suas unidades referentes ao Trem 1 postergadas até dezembro de 2020, com esforços em busca de parceiros para dar continuidade aos investimentos, a companhia reconheceu uma perda por *impairment* referente ao saldo remanescente do projeto. No entanto, as obras inerentes as utilidades do Trem 1 da refinaria que 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. Porém, em função da interdependência entre a referida infraestrutura e o Trem 1, perdas adicionais foram reconhecidas em 31 de dezembro de 2016, totalizando o montante de R\$ 1.315 como perda por *impairment* referente ao projeto em 2016;

### e2) Comperj – 2015

As nossas avaliações dos ativos de refino do Comperj resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 5.281. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 8,1% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de refino e considera a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados. Essas perdas decorreram, principalmente: (i) do aumento da taxa de desconto; e, (ii) postergação da expectativa de entrada de caixa do projeto.

### f1) UFN III – 2016

As nossas avaliações da Unidade de Fertilizantes e Nitrogenados III, situada em Três Lagoas, no Mato Grosso do Sul, resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 497. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 8,3% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de fertilizantes e considera a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados. Essas perdas decorreram, principalmente, de: (i) aumento da taxa de desconto; e (ii) apreciação do real frente ao dólar norte-americano.

### f2) UFN III – 2015

As nossas avaliações da Unidade de Fertilizantes e Nitrogenados III, situada em Três Lagoas, no Mato Grosso do Sul, resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 1.955. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7,1% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de fertilizantes e considera a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados. Essas perdas decorreram, principalmente, de: (i) aumento da taxa de desconto; e (ii) postergação da expectativa de entrada de caixa do projeto.

### g) Araucária – 2016

A avaliação de recuperabilidade dos ativos da Araucária Nitrogenados S.A. resultou em uma perda de R\$ 453. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7,8% a.a.(6,6% a.a. em 2015), que deriva da metodologia do WACC para o setor de fertilizantes. Essas perdas decorreram, principalmente, de: (i) aumento da taxa de desconto; (ii) apreciação do real frente ao dólar norte-americano; e (iii) aumento da projeção dos custos de produção.

## h) Conjunto de navios da Transpetro – 2016

Em nossas avaliações do conjunto de navios da Transpetro foram identificadas perdas por desvalorização de R\$ 798. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxas de descontos pós-imposto em moeda constante que variam entre 4,53% a.a. e 9,97% a.a. (3,92% a.a. e 8,92% a.a. em 2015), que deriva da metodologia WACC para o setor de transporte, considerando a estrutura de endividamento e respectivo benefício fiscal. Essas perdas foram reconhecidas no terceiro e quarto trimestre de 2016. As perdas do terceiro trimestre devem-se, principalmente, a (i) retirada do conjunto de embarcações (comboios) do projeto hidrovias da UGC Transporte em função de cancelamentos e postergações e (ii) aumento da taxa de desconto. No quarto trimestre as perdas decorreram, principalmente, de (i) novo aumento da taxa de desconto, que acumulou um ponto percentual de aumento em 2016, e (ii) início da construção de cinco navios Aframax na UGC de Transporte, após garantida a financiabilidade dos projetos e evitando possíveis contingências oriundas de rescisões contratuais.

## i) Campos de produção de óleo e gás no exterior -2015

Os testes de redução ao valor recuperável, dos campos de produção de óleo e gás no exterior, apresentados como ativos do segmento de Exploração e Produção, resultaram no reconhecimento de perda por desvalorização no valor de R\$ 2.462. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 5,6% a 10,4% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção, considerando o país de atuação. A perda está relacionada principalmente aos campos de produção de óleo e gás, localizados nos Estados Unidos, R\$ 1.750, e Bolívia, R\$ 614, devido à revisão de premissas de preço decorrente de uma queda expressiva das projeções dos preços do petróleo no mercado internacional.

### 14.1.1. Valores contábeis de ativos próximos aos seus valores recuperáveis

Em 2016, os valores recuperáveis de certas UGCs, não excediam substancialmente seus saldos contábeis. Alterações materiais nas premissas dos testes de *impairment* poderão resultar no reconhecimento de perdas em exercícios futuros. O valor contábil destes ativos no montante de R\$ 465 estão relacionados a campos de produção maduros no Brasil.

### 14.2. Ativos classificados como mantidos para venda

Em 31 de dezembro 2016, em decorrência da aprovação da Administração da companhia para alienação de investimentos no decorrer de 2016, conforme nota explicativa 10, a companhia reconheceu uma provisão para perda de R\$ 1.935, principalmente em função dos seguintes investimentos:

- Complexo Petroquímico Suape - diante da venda da Petroquímica Suape e Citepe, alinhada com o planejamento estratégico que prevê a saída integral das participações em petroquímica, foram reconhecidas perdas no montante de R\$ 1.434 pela diferença entre o valor de venda e o valor contábil do ativo deduzido da dívida financeira do Complexo a ser liquidada, pela Petrobras, antes do fechamento da operação;
- Petrobras Chile Distribución - perda no montante de R\$ 266 pela diferença entre o valor de venda e o valor contábil dos ativos de distribuição no Chile, uma vez que seu valor de venda foi inferior aos valores contábeis; e
- Térmicas Romulo Almeida e Celso Furtado – perda no montante de R\$ 156 pela diferença entre o valor de venda e o valor contábil dos ativos. Destaca-se que no terceiro trimestre foi reconhecida provisão para perda de R\$ 23 considerando o valor em uso quando estes ativos pertenciam a UGC Conjunto das Térmicas.

Em 2015, em decorrência da aprovação pela Administração da companhia para alienação dos Campos de Produção de Bijupirá e Salema e das sondas de perfuração PI, PIII, PIV e a plataforma PXIV, a avaliação destes ativos ao valor justo resultou no reconhecimento de perdas por *impairment* na área de Exploração e Produção, no montante de R\$ 10.

### 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.

A seguir, são apresentados os principais investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto em 31 de dezembro de 2016, que contemplam ágio:

Investimento	Segmento	% Taxa de desconto pós-imposto (moeda constante, a.a.)	Valor recuperável	Valor contábil
Braskem S.A. <sup>(*)</sup>	Abastecimento	11,6	12.660	3.368
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural	Gás e Energia	6,0	1.433	1.076

<sup>(\*)</sup> Taxa de desconto da Braskem adotada é o CAPM do segmento petroquímico, uma vez que o valor em uso considera os fluxos futuros de dividendos.

#### 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 2016, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (22% do total) da Braskem S.A., foi avaliada em R\$ 8.966, conforme descrito na nota explicativa 11.4. Em 31 de dezembro de 2016, 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\$ 3,46 para US\$ 1,00 em 2017 (convergindo para R\$ 3,36 a longo prazo);
- *brent* médio de US\$ 48 em 2017, alcançando US\$ 70 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); e
- aumento na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com redução no longo prazo.

#### 14.3.2. Provisão Para Perdas em Investimentos

Em 2016, a companhia reconheceu em resultado de participações em investimento, no resultado do exercício perdas por desvalorização no total de R\$ 594, principalmente atribuíveis às investidas no segmento de Biocombustível, com destaque para:

- Guarani S.A. – em 30 de setembro de 2016 foram reconhecidas perdas referentes a este empreendimento controlado em conjunto no montante de R\$ 359, decorrentes principalmente do aumento na taxa de desconto pós-imposto em moeda constante para 10,2% a.a. (9,3% a.a. em 2015) e redução nas projeções de preço de açúcar. Adicionalmente, devido à aprovação da alienação deste investimento no quarto trimestre de 2016, a companhia reconheceu uma provisão para perdas no montante de R\$ 219 ocasionada pela diferença entre o valor de venda e o seu valor contábil; e
- Nova Fronteira S.A. – no quarto trimestre de 2016, a Administração da companhia também aprovou a alienação deste empreendimento controlado em conjunto, reconhecendo uma perda no montante de R\$ 100, ocasionada pela diferença entre o valor de venda e o seu valor contábil.

Em 2015, a perda por desvalorização de R\$ 2.072 foi reconhecida em resultado de participação em investimento, no resultado do exercício, destacando-se: (i) perdas em investidas no exterior, em função da queda do preço do petróleo (R\$ 1.077); (ii) aumento na taxa de desconto e decisões sobre a exclusão de projetos no segmento de Biocombustível (R\$ 543); (iii) deterioração da situação econômica e financeira da coligada Sete Brasil (R\$ 328); e (iv) perda na coligada Arpoador Drilling B.V., controlada indiretamente pela Sete Brasil (R\$ 54).

#### 14.4. Construção de cascos de plataformas pelos estaleiros Ecovix e Enseada

A companhia possuía em 2015 contratos com os fornecedores Ecovix-Engevix Construções Oceânicas S.A. (Ecovix) e Enseada Indústria Naval S.A (Enseada) para os serviços de fornecimento de oito cascos para FPSOs Replicantes (P-66 a P-73) e para o serviço de conversão dos cascos de quatro FPSOs (P-74 a P-77), respectivamente.

No último trimestre de 2015, face às dificuldades financeiras enfrentadas pelos fornecedores e considerando a importância estratégica dos referidos ativos para seu Plano de Negócios, a companhia implantou uma sistemática de conta vinculada para esses contratos de construção, no intuito de permitir a continuidade da execução das obras.

A referida sistemática envolvia o adiantamento de recursos para a realização de pagamentos por parte dos estaleiros, restritos ao escopo dos contratos e limitados a seu saldo total. Os valores aportados seriam compensados com os serviços e equipamentos a serem prestados ou adquiridos e reembolso do saldo remanescente no encerramento das contas vinculadas. Essa estratégia demonstrou-se eficaz, pois os projetos apresentaram evolução física relevante até o terceiro trimestre de 2016, viabilizando a entrega do casco da plataforma P-67 para o integrador (na China), a retomada das obras do casco da plataforma P-69 também na China, e o avanço nas obras do casco da P-68 no Estaleiro Rio Grande, além do avanço nas atividades prioritárias para conclusão de escopo mínimo nos cascos das plataformas P-74 e P-76, com entrega das unidades aos integradores chineses e o condicionamento dos mesmos para instalação das estruturas acima dos cascos (*topsides*).

Ao longo do terceiro trimestre de 2016, a Petrobras reavaliou a evolução dos projetos dos cascos e a continuidade das contas vinculadas, constando atrasos significados no progresso das obras e concluindo que a estratégia financeira adotada, que inicialmente alcançou o objetivo de impedir a descontinuidade das obras, não se demonstrava mais eficiente.

Em função das incertezas sobre a continuidade da construção dos cascos FPSOs P-71, P-72 e P-73 diante de atrasos significativos nestes projetos, a companhia reconheceu, no terceiro trimestre de 2016, provisão para perda na recuperabilidade desses ativos (*impairment*) no montante de R\$ 1.925, conforme destacado na nota explicativa 14.1. Ressalta-se que, caso haja a descontinuidade dessas construções, não acarretará em impactos na curva de produção da companhia, pois estão previstas alternativas e recursos orçamentários adicionais no Plano de Negócios e Gestão 2017-21.

Adicionalmente, no escopo dos contratos de construção das doze FPSOs e com base no julgamento da Administração, a companhia reconheceu em 2016, provisão para perdas no resultado em outras despesas líquidas, no montante de R\$ 2.353, referente ao saldo remanescente dos adiantamentos a fornecedores concedidos no escopo das contas vinculadas, (R\$ 1.256) e a assunção de dívidas e obrigações (R\$ 1.097), originalmente à cargo da Ecovix e Enseada reservando-se o direito de cobrar esses valores nas esferas apropriadas.

A Petrobras também reconheceu em 2016, baixas dos investimentos em direito de uso e benfeitorias realizados no estaleiro Rio Grande, no montante de R\$ 505, assim como de outros investimentos relacionados aos projetos das FPSOs P-71, P72 e P73 no valor de R\$ 480.

Os efeitos das negociações com os estaleiros estão detalhados abaixo.

#### **14.4.1. Negociações com Ecovix**

A partir do terceiro trimestre de 2016 a Petrobras reavaliou a sistemática da conta vinculada implementada para garantir o acesso aos cascos das plataformas P-66 a P-73, concluindo sobre a necessidade de reconhecer uma provisão para perda no resultado no montante de R\$ 375.

Em 09 de dezembro de 2016, através de suas investidas TUPI BV e Petrobras Netherlands BV, a Petrobras assinou com a Ecovix resilições dos contratos de EPC assinados em 2010 para construção de oito cascos dos FPSOs replicantes. Desta forma, a Petrobras assumiu obrigações, originalmente a cargo da Ecovix, como solução mais adequada aos interesses do Sistema Petrobras: assegurar o rápido acesso aos cascos da P-66 a P-70 e o cumprimento das metas de produção do PNG 2017-2021. Essas obrigações foram registradas nas demonstrações contábeis em 2016 com um impacto no resultado em outras despesas líquidas de R\$ 764.

Com a assinatura desses acordos, a Petrobras realizou, durante o 4º trimestre de 2016, estudos sobre as opções mais adequadas para a destinação dos bens e investimentos adquiridos/incorridos para a construção dos cascos da P-71, P-72 e P-73. Como consequência dessas avaliações, foi identificada a necessidade de se efetuar baixas contábeis de investimentos no montante de R\$ 480, com impacto em outras despesas líquidas.

As negociações com a Ecovix resultaram, ainda, na transferência do direito de uso do Estaleiro Rio Grande (ERG) da Petrobras para a contratada através de contrato de arrendamento financeiro assinado entre as partes. Considerando a situação econômica da Ecovix, a companhia avaliou que os investimentos em direito de uso e benfeitorias realizadas no estaleiro, que em 31 de dezembro de 2016 totalizavam R\$ 505 e foram reclassificados para recebíveis em função do contrato de arrendamento, não seriam recuperados, razão pela qual reconheceu, no 4º trimestre de 2016, provisão para perda pelo valor total.

#### **14.4.2. Negociações com Enseada**

Com a sistemática da conta vinculada, a companhia eliminou qualquer risco de acesso aos cascos das plataformas P-74 a P-77. Em 2016, a PNBV realizou adiantamentos no total de R\$ 881 mediante esta sistemática para pagamento de obrigações, originalmente de responsabilidade da Enseada, relativas aos cascos destas plataformas. Em função das evidências de perda de recuperabilidade desses adiantamentos, tendo em vista a situação econômica da contratada, Petrobras reconheceu provisão para perdas na totalidade deste valor, com o consequente impacto em outras despesas líquidas.

Como parte da estratégia para assegurar a conclusão das obras dos cascos das FPSOs P-75 e P-77, a Petrobras aprovou a sub-rogação do contrato existente entre Enseada e o estaleiro chinês COSCO (Dalian) Shipyard Co., Ltd à sua subsidiária Petrobras Netherlands B.V. (PNBV), implicando no reconhecimento de uma obrigação de pagamento referente a dívidas já existentes no escopo do contrato, para a qual a companhia reconheceu, no terceiro trimestre de 2016, uma provisão no montante de R\$ 333 em outras despesas operacionais.

Adicionalmente, a companhia também avaliou a recuperabilidade das benfeitorias realizadas no Estaleiro Inhaúma para a realização dos serviços de conversão dos cascos das FPSOs P-74 a P-77, bem como o direito de uso deste estaleiro, não identificando a necessidade de redução ao valor recuperável destes ativos em função da utilização do espaço como centro logístico, principalmente voltado para os projetos da Baía de Santos.

## 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:

	Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015
<b>Custos exploratórios reconhecidos no Ativo <sup>(*)</sup></b>		
Imobilizado		
Saldo inicial	20.310	18.594
Adições	3.543	7.310
Baixas	(3.603)	(2.874)
Transferências	(3.304)	(3.423)
Ajustes acumulados de conversão	(218)	703
Saldo final	16.728	20.310
Intangível	7.288	7.996
<b>Total dos custos exploratórios reconhecidos no ativo</b>	<b>24.016</b>	<b>28.306</b>

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

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	
	Jan-Dez/2016	Jan-Dez/2015
<b>Custos exploratórios reconhecidos no resultado</b>		
Despesas com geologia e geofísica	1.292	1.360
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	4.364	4.921
Outras despesas exploratórias	400	186
<b>Total das despesas</b>	<b>6.056</b>	<b>6.467</b>
<b>Caixa utilizado nas atividades</b>		
Operacionais	1.529	1.546
Investimentos	3.778	8.897
<b>Total</b>	<b>5.307</b>	<b>10.443</b>

### 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	
	2016	2015
<b>Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência <sup>(*)</sup></b>		
Custos de prospecção capitalizados até um ano	2.628	5.417
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	14.100	14.893
Saldo final	16.728	20.310
Número de projetos com custos de prospecção capitalizados acima de um ano	57	70
		<b>Número de poços</b>
	<b>2016</b>	
2015	3.036	20
2014	3.669	23
2013	2.199	13
2012	2.338	12
2011 e anos anteriores	2.858	20
Saldo Total	14.100	88

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



Do total de R\$ 14.100 para 57 projetos que incluem poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, R\$ 13.342 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\$ 758 foram incorridos em custos referentes às atividades necessárias à avaliação das reservas e o possível desenvolvimento das mesmas.

## 16. Fornecedores

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Terceiros no país	10.690	13.005	9.000	10.734
Terceiros no exterior	6.580	10.020	3.268	3.897
Partes relacionadas	1.511	1.863	12.116	13.541
<b>Saldo total no Passivo Circulante</b>	<b>18.781</b>	<b>24.888</b>	<b>24.384</b>	<b>28.172</b>

## 17. Financiamentos

Os empréstimos e financiamentos se destinam ao desenvolvimento de projetos de produção de petróleo e gás natural, à construção de navios e de dutos, bem como à construção e ampliação de unidades industriais, dentre outros usos diversos.

A companhia possui obrigações relacionadas aos contratos de dívida (*covenants*), atendidas em 31 de dezembro de 2016, dentre elas a de apresentação das demonstrações contábeis 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, além de possuir cláusulas relacionadas ao nível de endividamento em determinados contratos de dívida com o BNDES.

As movimentações dos saldos de longo prazo dos financiamentos são apresentadas a seguir:

					Consolidado	Controladora
	Agência de Crédito à Exportação	Mercado Bancário	Mercado de Capitais	Outros	Total	Total
<b>Não Circulante</b>						
<b>No País</b>						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2015	-	77.795	3.456	74	81.325	58.453
Ajuste acumulado de conversão	-	482	-	-	482	-
Adições de Financiamentos	-	15.962	3.510	-	19.472	6.463
Juros incorridos no período	-	951	1	-	952	506
Variações monetárias e cambiais	-	9.662	257	7	9.926	6.175
Transferência de longo prazo para curto prazo	-	(8.416)	(490)	(13)	(8.919)	(6.138)
<b>Saldo final em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>-</b>	<b>96.436</b>	<b>6.734</b>	<b>68</b>	<b>103.238</b>	<b>65.459</b>
<b>No Exterior</b>						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2015	13.930	79.414	142.930	1.723	237.997	92.946
Ajuste acumulado de conversão	4.772	33.669	62.702	607	101.750	-
Adições de Financiamentos	501	18.285	6.283	-	25.069	42.530
Juros incorridos no período	13	110	161	26	310	5.973
Variações monetárias e cambiais	1.439	4.112	(3.350)	181	2.382	52.077
Transferência de longo prazo para curto prazo	(2.517)	(14.671)	(18.098)	(147)	(35.433)	(13.545)
<b>Saldo final em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>18.138</b>	<b>120.919</b>	<b>190.628</b>	<b>2.390</b>	<b>332.075</b>	<b>179.981</b>
<b>Saldo total em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>18.138</b>	<b>217.355</b>	<b>197.362</b>	<b>2.458</b>	<b>435.313</b>	<b>245.440</b>
<b>Não Circulante</b>						
<b>No País</b>						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2016	-	96.436	6.734	68	103.238	65.459
Ajuste acumulado de conversão	-	(342)	-	-	(342)	-
Adições de Financiamentos	-	1.543	-	-	1.543	134
Juros incorridos no período	-	1.045	1	-	1.046	586
Variações monetárias e cambiais	-	(5.277)	194	5	(5.078)	(3.274)
Transferência de longo prazo para curto prazo	-	(24.394)	(471)	(8)	(24.873)	(13.313)
Transferência para passivos associados a ativos mantidos para venda	-	(21)	-	-	(21)	-
<b>Saldo final em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>-</b>	<b>68.990</b>	<b>6.458</b>	<b>65</b>	<b>75.513</b>	<b>49.592</b>
<b>No Exterior</b>						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2016	18.138	120.919	190.628	2.390	332.075	179.981
Ajuste acumulado de conversão	(2.210)	(17.565)	(30.304)	(303)	(50.382)	-
Adições de Financiamentos	-	24.956	33.450	-	58.406	60.794
Juros incorridos no período	13	60	178	30	281	7.230
Variações monetárias e cambiais	(617)	(4.117)	(1.931)	(80)	(6.745)	(33.300)
Transferência de longo prazo para curto prazo	(3.373)	(14.472)	(36.659)	(390)	(54.894)	(57.876)
Transferência para passivos associados a ativos mantidos para venda	-	-	(1.061)	-	(1.061)	-
<b>Saldo final em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>11.951</b>	<b>109.781</b>	<b>154.301</b>	<b>1.647</b>	<b>277.680</b>	<b>156.829</b>
<b>Saldo total em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>11.951</b>	<b>178.771</b>	<b>160.759</b>	<b>1.712</b>	<b>353.193</b>	<b>206.421</b>
<b>Circulante</b>						
			<b>Consolidado</b>		<b>Controladora</b>	
			<b>31.12.2016</b>	<b>31.12.2015</b>	<b>31.12.2016</b>	<b>31.12.2015</b>
Endividamento de Curto Prazo			1.167	5.946	23.121	20.779
Parcela Circulante de Endividamento de Longo Prazo			25.352	44.907	37.979	31.043
Juros Provisionados			5.277	6.481	958	1.091
<b>Total</b>			<b>31.796</b>	<b>57.334</b>	<b>62.058</b>	<b>52.913</b>

## 17.1. 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 <sup>(*)</sup>	Valor justo	
<b>Financiamentos em Reais (R\$):</b>	8.032	7.948	14.172	19.570	10.835	18.231	78.788	68.112	
Indexados a taxas flutuantes	6.064	6.470	12.733	18.196	9.477	12.270	65.210		
Indexados a taxas fixas	1.968	1.478	1.439	1.374	1.358	5.961	13.578		
Taxa média dos Financiamentos	10,2%	9,0%	8,6%	7,2%	6,3%	5,2%	7,9%		
<b>Financiamentos em Dólares (US\$):</b>	21.666	23.889	48.882	32.356	47.235	97.200	271.228	286.276	
Indexados a taxas flutuantes	15.758	20.595	37.810	19.363	8.064	40.240	141.830		
Indexados a taxas fixas	5.908	3.294	11.072	12.993	39.171	56.960	129.398		
Taxa média dos Financiamentos	5,1%	5,3%	5,3%	5,6%	5,2%	6,6%	6,0%		
<b>Financiamentos em R\$ indexados ao US\$:</b>	891	573	565	565	565	2.489	5.648	5.485	
Indexados a taxas flutuantes	77	71	63	63	63	52	389		
Indexados a taxas fixas	814	502	502	502	502	2.437	5.259		
Taxa média dos Financiamentos	6,2%	6,4%	6,4%	6,5%	6,6%	6,9%	6,6%		
<b>Financiamentos em Libras (£):</b>	186	-	-	-	-	6.908	7.094	5.191	
Indexados a taxas fixas	186	-	-	-	-	6.908	7.094		
Taxa média dos Financiamentos	6,2%	-	-	-	-	6,3%	6,2%		
<b>Financiamentos em Ienes (¥):</b>	286	286	-	-	-	-	572	646	
Indexados a taxas flutuantes	286	286	-	-	-	-	572		
Taxa média dos Financiamentos	0,5%	0,4%	-	-	-	-	0,5%		
<b>Financiamentos em Euro (€):</b>	713	3.861	4.493	674	2.563	9.333	21.637	21.345	
Indexados a taxas flutuantes	3	-	-	521	-	-	524		
Indexados a taxas fixas	710	3.861	4.493	153	2.563	9.333	21.113		
Taxa média dos Financiamentos	3,7%	3,9%	4,2%	4,5%	4,6%	4,7%	4,3%		
<b>Financiamentos Outras Moedas:</b>	22	-	-	-	-	-	22	22	
Indexados a taxas fixas	22	-	-	-	-	-	22		
Taxa média dos Financiamentos	14,0%	-	-	-	-	-	14,0%		
<b>Total em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>31.796</b>	<b>36.557</b>	<b>68.112</b>	<b>53.165</b>	<b>61.198</b>	<b>134.161</b>	<b>384.989</b>	<b>387.077</b>	
Taxa média dos financiamentos	6,1%	6,0%	5,9%	5,9%	5,4%	6,4%	6,2%		
<b>Total em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>57.333</b>	<b>44.505</b>	<b>62.827</b>	<b>88.231</b>	<b>60.670</b>	<b>179.081</b>	<b>492.647</b>	<b>426.282</b>	
Taxa média dos financiamentos	5,9%	6,4%	5,6%	5,8%	6,9%	6,7%	6,3%		

<sup>(\*)</sup> Em 31 de dezembro de 2016, o prazo médio de vencimento dos financiamentos é de 7,46 anos (7,14 anos em 31 de dezembro de 2015).

Em 31 de dezembro de 2016, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

- Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de R\$ 151.582 (R\$ 167.631 em 31 de dezembro de 2015); e
- Nível 2 - método de fluxo de caixa descontado pelas taxas spots interpoladas dos indexadores (ou *proxies*) dos respectivos financiamentos, observadas às moedas atreladas, e pelo risco de crédito da Petrobras, no valor de R\$ 235.495 (R\$ 258.651 em 31 de dezembro de 2015). A metodologia divulgada anteriormente era determinada pela utilização do método de fluxo de caixa descontado por uma taxa baseada numa curva teórica elaborada com base nos *bonds* de maior liquidez da companhia.

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 33.2.

## 17.2. 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 5,80 % a.a. em 2016 (5,03 % a.a em 2015).

## 17.3. Linhas de Crédito

Empresa	Instituição financeira	Data da abertura	Prazo	Valor		
				Contratado	Utilizado	Saldo
<b>No exterior (Valores em US\$ milhões)</b>						
Petrobras	JBIC	16/07/2013	31/12/2018	1.500	-	1.500
PGT BV	CHINA EXIM	24/10/2016	Indefinido	1.000	-	1.000
PGT BV	SACE	22/12/2016	22/12/2017	300	-	300
<b>Total</b>				<b>2.800</b>	<b>-</b>	<b>2.800</b>
<b>No país</b>						
Petrobras	FINEP	16/04/2014	26/12/2017	255	240	15
PNBV	BNDES	03/09/2013	26/03/2018	9.878	2.295	7.583
Transpetro	BNDES	31/01/2007	Indefinido	2.246	636	1.610
Transpetro	Banco do Brasil	09/07/2010	10/04/2038	159	70	89
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	329	-	329
<b>Total</b>				<b>12.867</b>	<b>3.241</b>	<b>9.626</b>

## 17.4. Garantias

As instituições financeiras normalmente não requerem garantias para empréstimos e financiamentos concedidos à Controladora. Entretanto, existem financiamentos concedidos por instrumentos específicos de fomento, 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

Compromissos estimados	Recebimentos					Consolidado	Controladora
	Valor futuro		Valor presente	Juros anuais		Pagamentos	Pagamentos
	Valor futuro	Juros anuais	Valor presente	Valor futuro	Juros anuais	Valor presente	Valor presente
2017	699	(402)	297	140	(81)	59	1.091
2018 - 2021	2.560	(1.366)	1.194	553	(281)	272	3.461
2022 - em diante	4.461	(1.149)	3.312	1.264	(800)	464	1.514
<b>Em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>7.720</b>	<b>(2.917)</b>	<b>4.803</b>	<b>1.957</b>	<b>(1.162)</b>	<b>795</b>	<b>6.066</b>
Circulante			297			59	1.091
Não circulante			4.506			736	4.975
<b>Em 31 de dezembro de 2016</b>			<b>4.803</b>			<b>795</b>	<b>6.066</b>
Circulante (*)			256			73	1.568
Não circulante (*)			5.441			303	5.426
<b>Em 31 de dezembro de 2015</b>			<b>5.697</b>			<b>376</b>	<b>6.994</b>

(\*) Visando proporcionar melhor apresentação, o valor presente dos pagamentos, no montante de R\$ 25, foi reclassificado de fornecedores no circulante e o montante de R\$ 149 foi reclassificado de outras contas e despesas a pagar no não circulante.

### 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
2017	37.136	59.930
2018	28.514	51.122
2019	25.619	47.385
2020	24.639	45.765
2021	23.150	44.084
2022 em diante	176.807	279.124
<b>Em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>315.865</b>	<b>527.410</b>
<b>Em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>387.332</b>	<b>587.276</b>

Em 31 de dezembro de 2016, 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\$ 161.884 no Consolidado e R\$ 161.882 na Controladora (R\$ 236.739 no Consolidado e R\$ 211.634 na Controladora, em 2015).

No exercício de 2016, a companhia reconheceu despesas com arrendamento mercantil operacional no montante de R\$ 34.438 no Consolidado e R\$ 53.228 na Controladora (R\$ 32.485 no consolidado e R\$ 49.620 na Controladora em 2015).

## 19. Partes relacionadas

A companhia possui política de Transações com Partes Relacionadas que se aplica também às demais Sociedades do Sistema Petrobras, observados seus trâmites societários, conforme disposto no Estatuto Social da Petrobras.

Esta política que orienta a Petrobras e sua força de trabalho 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, alinhado à transparência nos processos e às melhores práticas de Governança Corporativa, incluindo: (i) análise prévia pelo Comitê de Auditoria Estatutário (CAE) para transações celebradas com coligadas, com a União e com sociedades controladas por pessoal chave da administração e familiares com reporte mensal destas análises realizadas ao Conselho de Administração, para as transações que atendam aos critérios de materialidade estabelecidos na Instrução CVM 480/09; e (ii) aprovação prévia do Conselho de Administração para as transações envolvendo União, suas autarquias e fundações, devendo ser aprovada por no mínimo 2/3 dos seus membros.

A política também visa 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)

	31.12.2016			31.12.2015		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
<b>Ativo</b>						
Contas a receber						
Contas a receber, principalmente por vendas	10.031	-	10.031	8.916	-	8.916
Dividendos a receber	3.045	-	3.045	1.595	-	1.595
Operações de mútuo	-	225	225	-	266	266
Adiantamento para aumento de capital	-	3.882	3.882	-	1.364	1.364
Valores vinculados à construção de gasoduto	-	1.126	1.126	-	1.050	1.050
Arrendamentos mercantis financeiros	98	914	1.012	61	873	934
Outras operações	558	425	983	637	414	1.051
Ativos mantidos para venda	702	-	702	-	-	-
<b>Total</b>	<b>14.434</b>	<b>6.572</b>	<b>21.006</b>	<b>11.209</b>	<b>3.967</b>	<b>15.176</b>
<b>Passivo</b>						
Arrendamentos mercantis financeiros	(1.096)	(4.452)	(5.548)	(1.568)	(5.354)	(6.922)
Financiamentos sobre operações de créditos	-	-	-	-	-	-
Operações de mútuo	-	(28.903)	(28.903)	-	(51.465)	(51.465)
Pré pagamento de exportação	(28.115)	(101.011)	(129.126)	(18.346)	(109.607)	(127.953)
Fornecedores	(12.116)	-	(12.116)	(13.541)	-	(13.541)
Compras de petróleo, derivados e outras	(6.373)	-	(6.373)	(7.251)	-	(7.251)
Afretamento de plataformas	(5.282)	-	(5.282)	(5.778)	-	(5.778)
Adiantamento de clientes	(461)	-	(461)	(512)	-	(512)
Outras operações	-	-	-	-	(99)	(99)
<b>Total</b>	<b>(41.327)</b>	<b>(134.366)</b>	<b>(175.693)</b>	<b>(33.455)</b>	<b>(166.525)</b>	<b>(199.980)</b>
<b>Resultado</b>						
Receitas, principalmente de vendas				129.260		147.898
Variações monetárias e cambiais líquidas				(7.595)		(11.624)
Receitas (despesas) financeiras líquidas				(11.970)		(11.580)
<b>Total</b>				<b>109.695</b>		<b>124.694</b>

## 19.2. Transações comerciais com Empresas do Sistema (controladora)

	Resultado		31.12.2016		31.12.2015		31.12.2016		31.12.2015	
	2016	2015	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	Ativo Total	Ativo Total	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Passivo Total	Passivo Total
<b>Controladas (*) (**)</b>										
BR	75.343	90.203	2.259	-	2.259	2.608	(211)	-	(211)	(282)
PIB BV	11.272	7.394	4.279	116	4.395	2.287	(28.846)	(129.914)	(158.760)	(180.718)
Gaspetro	6.341	10.150	752	97	849	1.074	(291)	-	(291)	(307)
PNBV	2.717	2.106	1.851	29	1.880	2.236	(5.891)	-	(5.891)	(7.632)
Transpetro	955	864	978	191	1.169	786	(1.093)	-	(1.093)	(1.125)
Logigás	(115)	246	242	1.126	1.368	1.078	(205)	-	(205)	(445)
Termoelétricas	(209)	(192)	27	295	322	455	(172)	(931)	(1.103)	(1.127)
Fundo de Investimento Imobiliário	(260)	(153)	66	-	66	158	(258)	(1.465)	(1.723)	(1.830)
TAG	(554)	(1.573)	1.334	4.608	5.942	1.075	(1.938)	-	(1.938)	(1.990)
Outras Controladas	2.282	5.082	2.166	106	2.272	2.788	(1.634)	-	(1.634)	(967)
<b>Total Controladas</b>	<b>97.772</b>	<b>114.127</b>	<b>13.954</b>	<b>6.568</b>	<b>20.522</b>	<b>14.545</b>	<b>(40.539)</b>	<b>(132.310)</b>	<b>(172.849)</b>	<b>(196.423)</b>
<b>Entidades estruturadas</b>										
PDET Off Shore	(114)	(564)	-	-	-	-	(334)	(554)	(888)	(1.161)
CDMPI	(250)	(939)	-	-	-	-	(374)	(1.502)	(1.876)	(2.172)
<b>Total entidades estruturadas</b>	<b>(364)</b>	<b>(1.503)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(708)</b>	<b>(2.056)</b>	<b>(2.764)</b>	<b>(3.333)</b>
<b>Coligadas</b>										
<b>Empresas do Setor</b>										
Petroquímico	12.251	12.041	412	-	412	559	(72)	-	(72)	(172)
Outras Coligadas	36	29	68	4	72	72	(8)	-	(8)	(52)
<b>Total coligadas</b>	<b>12.287</b>	<b>12.070</b>	<b>480</b>	<b>4</b>	<b>484</b>	<b>631</b>	<b>(80)</b>	<b>-</b>	<b>(80)</b>	<b>(224)</b>
<b>Total</b>	<b>109.695</b>	<b>124.694</b>	<b>14.434</b>	<b>6.572</b>	<b>21.006</b>	<b>15.176</b>	<b>(41.327)</b>	<b>(134.366)</b>	<b>(175.693)</b>	<b>(199.980)</b>

(\*) Inclui suas controladas e negócios em conjunto.

(\*\*) A relação das empresas está apresentada na nota explicativa 11.

## 19.3. Taxas anuais de operações de mútuo

	Controladora			
	Ativo		Passivo	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Até 5%	-	-	-	(5.623)
De 5,01% a 7%	77	81	(28.903)	(45.842)
De 7,01% a 9%	100	128	-	-
Acima de 9,01%	48	57	-	-
<b>Total</b>	<b>225</b>	<b>266</b>	<b>(28.903)</b>	<b>(51.465)</b>

## 19.4. Fundo de investimento em direitos creditórios

A controladora mantém recursos investidos no FIDC-NP (FIDC-NP e FIDC-P em 31 de dezembro de 2015) que são destinados, preponderantemente, à aquisição de direitos creditórios performados e/ou não performados de operações realizadas por controladas do Sistema 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	
	31.12.2016	31.12.2015
Contas a receber, líquidas	11.301	7.812
Cessões de direitos creditórios	(23.121)	(20.779)
	<b>2016</b>	<b>2015</b>
Receita Financeira FIDC P e NP	1.018	891
Despesa Financeira FIDC P e NP	(2.680)	(2.129)
Resultado financeiro	(1.662)	(1.238)

## 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						31.12.2016	31.12.2015
	PGF <sup>(*)</sup>	PGT <sup>(**)</sup>	PNBV	TAG	Outros	Total	Total
2016	-	-	-	-	-	-	29.089
2017	3.417	-	2.946	-	11	6.374	22.132
2018	6.510	8.148	4.673	-	1.604	20.935	45.479
2019	17.562	19.229	7.561	-	1.111	45.463	63.241
2020	15.323	17.371	1.636	-	6.940	41.270	48.680
2021	41.688	-	733	-	5.529	47.950	30.753
2022 em diante	75.300	33.713	8.308	4.678	3.879	125.878	148.579
<b>Total</b>	<b>159.800</b>	<b>78.461</b>	<b>25.857</b>	<b>4.678</b>	<b>19.074</b>	<b>287.870</b>	<b>387.953</b>

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

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

A PGT, subsidiária integral da Petrobras, presta garantia real em duas operações de financiamento que a Petrobras obteve junto ao China Development Bank (CDB), com vencimentos em 2019 e 2026, por meio da colateralidade de seus recebíveis futuros das vendas de petróleo bruto, originadas das exportações da Petrobras, para compradores específicos (no máximo 300.000 bbl/d até 2019 e no máximo 200.000 bbl/d de 2020 até 2026), sendo o valor da garantia limitado ao saldo devedor da dívida.

## 19.6. Fundo de investimento no exterior de subsidiárias

Em 31 de dezembro de 2016, 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 NTS, PGF e de entidades estruturadas consolidadas relacionados principalmente aos projetos Gasene, CDMPI, Charter e PDET, equivalentes a R\$ 10.389 (R\$ 15.623 em 31 de dezembro de 2015).

## 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:

	2016		31.12.2016		2015		Consolidado	
	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	31.12.2015	
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas								
Distribuidoras estaduais de gás natural	6.088	803	226	9.849	996	281		
Empresas do setor petroquímico	12.337	426	88	12.020	565	174		
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	1.624	580	1.245	1.878	524	1.768		
<b>Subtotal</b>	<b>20.049</b>	<b>1.809</b>	<b>1.559</b>	<b>23.747</b>	<b>2.085</b>	<b>2.223</b>		
Entidades governamentais								
Títulos públicos federais	454	3.628	-	1.090	4.352	-		
Bancos controlados pela União Federal	(10.740)	13.408	64.727	(13.641)	10.181	95.034		
Setor elétrico (nota explicativa 8.4)	3.359	16.042	8	5.821	13.335	-		
Contas petróleo e álcool - créditos junto a União Federal (nota explicativa 19.6)	18	875	-	14	857	-		
Outros	687	1.326	1.081	30	1.190	1.230		
<b>Subtotal</b>	<b>(6.222)</b>	<b>35.279</b>	<b>65.816</b>	<b>(6.686)</b>	<b>29.915</b>	<b>96.264</b>		
Planos de Pensão	1	158	324	-	141	431		
<b>Total</b>	<b>13.828</b>	<b>37.246</b>	<b>67.699</b>	<b>17.061</b>	<b>32.141</b>	<b>98.918</b>		
Receitas, principalmente de vendas	22.758			28.331				
Variações monetárias e cambiais líquidas	(1.035)			(4.730)				
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(7.895)			(6.540)				
Ativo circulante		9.979			8.806			
Ativo não circulante		27.267			23.335			
Passivo circulante			13.157			12.683		
Passivo não circulante			54.542			86.235		
<b>Total</b>	<b>13.828</b>	<b>37.246</b>	<b>67.699</b>	<b>17.061</b>	<b>32.141</b>	<b>98.918</b>		

## 19.8. Contas petróleo e álcool – União Federal

Em 31 de dezembro de 2016, o saldo da conta atualizado monetariamente é de R\$ 875 (R\$ 857 em 31 de dezembro de 2015) e poderá ser quitado pela União por meio da emissão de títulos do Tesouro Nacional, de valor igual ao saldo final do encontro de contas com a União, de acordo com o previsto na Medida Provisória nº 2.181, de 24 de agosto de 2001, ou mediante compensação com outros montantes que a Petrobras porventura estiver devendo à União Federal, na época, 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 isto, 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. Ainda cabem recursos processuais.

## 19.9. Remuneração da administração da companhia

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 2016 e 2015 foram as seguintes:

Remuneração do empregado	Expresso em reais	
	Dez/2016	Dez/2015
Menor remuneração	3.078,15	2.812,74
Remuneração média	17.707,71	16.582,21
Maior remuneração	92.203,64	90.078,93
Remuneração do dirigente da Petrobras (maior)	116.761,20	106.748,22

As remunerações totais do pessoal chave da administração da Petrobras Controladora são apresentadas a seguir:

	2016			2015		
	Conselho de Administração		Total	Conselho de Administração		Total
	Diretoria Executiva	(Titulares e suplentes)		Diretoria Executiva	(Titulares e suplentes)	
Salários e benefícios	11,8	1,2	13,0	12,7	1,4	14,1
Encargos sociais	3,4	0,3	3,7	3,4	0,3	3,7
Previdência complementar	1,0	-	1,0	0,8	-	0,8
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	0,7	-	0,7	-	-	-
<b>Remuneração total - competência</b>	<b>16,9</b>	<b>1,5</b>	<b>18,4</b>	<b>16,9</b>	<b>1,7</b>	<b>18,6</b>
Remuneração total - pagamento realizado	16,9	1,5	18,4	16,9	1,7	18,6
Número de membros - média no período <sup>(*)</sup>	7,67	11,00	18,67	8,00	13,67	21,67
Número de membros remunerados - média no período <sup>(**)</sup>	7,67	9,33	17,00	8,00	11,33	19,33

<sup>(\*)</sup> Corresponde à média do período do número de membros apurados mensalmente.

<sup>(\*\*)</sup> Corresponde à média do período do número de membros remunerados apurados mensalmente.

No exercício de 2016, a despesa consolidada com os honorários de diretores e conselheiros do Sistema Petrobras totalizou R\$ 76,8 (R\$ 67,4 em 2015).

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 suplentes do Conselho de Administração que participaram desses Comitês de Assessoramento, até abril de 2016, fizeram jus a uma remuneração total de R\$ 54 mil no exercício de 2016, e considerando os encargos sociais, os valores passam a ser de R\$ 65 mil.

## 20. Provisões para desmantelamento de áreas

Passivo não circulante	Consolidado		Controladora	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Saldo inicial	35.728	21.958	34.641	20.630
Revisão de provisão	(1.785)	17.300	(2.029)	17.277
Transferências referentes a passivos mantidos para venda <sup>(*)</sup>	(60)	(488)	323	(488)
Utilização por pagamentos	(2.606)	(4.149)	(2.600)	(3.306)
Atualização de juros	2.290	753	2.280	721
Outros	(155)	354	-	(193)
<b>Saldo final</b>	<b>33.412</b>	<b>35.728</b>	<b>32.615</b>	<b>34.641</b>

<sup>(\*)</sup> Inclui R\$ 493 referentes aos campos de Bijupirá e Salema pela rescisão dos contratos de venda em fevereiro de 2016, R\$ 170 referentes aos campos de Lapa, Sururu, Berbigão e Oeste de Atapu pela intenção de venda de percentuais em dezembro de 2016, e R\$ 383 transferidos pela venda da controlada PESA.

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 2016, as revisões resultaram em uma redução da provisão de R\$ 2,3 bilhões com seus principais efeitos relacionados a: (i) redução de R\$ 3,2 bilhões, atribuível ao decréscimo do câmbio, com impacto direto nos custos em dólar; (ii) redução de R\$ 1,6 bilhão, devido ao aumento da taxa de desconto ajustada ao risco (de 6,73% a.a., em 31 de dezembro de 2015 para 7,42% a.a., em 31 de dezembro de 2016). Esses efeitos foram parcialmente compensados por um aumento de R\$ 2,5 bilhões na revisão das estimativas de abandono, impactada principalmente pela entrada de novos poços e equipamentos a serem abandonados.

## 21. Tributos

### 21.1. Tributos correntes

#### Imposto de renda e contribuição social

	Consolidado				Controladora	
	Ativo Circulante		Passivo Circulante		Ativo Circulante	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
No país	1.938	3.743	364	242	786	1.520
No exterior	23	96	48	168	-	-
<b>Total</b>	<b>1.961</b>	<b>3.839</b>	<b>412</b>	<b>410</b>	<b>786</b>	<b>1.520</b>

Demais impostos e contribuições	Consolidado							
	Ativo circulante		Ativo não circulante		Passivo circulante		Passivo não circulante (*)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Impostos no país:								
ICMS / ICMS diferido	3.156	3.151	2.202	2.364	3.513	4.081	-	-
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido	2.314	2.913	7.374	7.913	1.509	1.902	-	-
CIDE	71	72	-	-	386	449	-	-
Participação especial/Royalties	-	-	-	-	4.015	2.428	-	-
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	-	-	-	-	1.584	1.698	-	60
Refis e Prorelit	-	-	-	-	90	1.068	-	43
Outros	540	585	623	718	621	956	65	-
<b>Total no país</b>	<b>6.081</b>	<b>6.721</b>	<b>10.199</b>	<b>10.995</b>	<b>11.718</b>	<b>12.582</b>	<b>65</b>	<b>103</b>
Impostos no exterior	111	172	37	22	108	557	-	-
<b>Total</b>	<b>6.192</b>	<b>6.893</b>	<b>10.236</b>	<b>11.017</b>	<b>11.826</b>	<b>13.139</b>	<b>65</b>	<b>103</b>

Demais impostos e contribuições	Controladora							
	Ativo circulante		Ativo não circulante		Passivo circulante		Passivo não circulante (*)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Impostos no país:								
ICMS / ICMS diferido	2.790	2.700	2.066	2.291	3.303	3.830	-	-
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido	1.740	1.762	7.154	7.194	1.434	1.745	-	-
CIDE	71	72	-	-	385	449	-	-
Participação especial/Royalties	-	-	-	-	4.015	2.428	-	-
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	-	-	-	-	1.490	1.621	-	-
Refis e Prorelit	-	-	-	-	90	1.068	-	43
Outros	463	453	106	-	502	621	-	-
<b>Total</b>	<b>5.064</b>	<b>4.987</b>	<b>9.326</b>	<b>9.485</b>	<b>11.219</b>	<b>11.762</b>	<b>-</b>	<b>43</b>

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

### 21.2. Programa de Recuperação Fiscal (REFIS)

Em 16 de julho de 2015, em razão de decisão desfavorável na esfera administrativa, a Petrobras liquidou a autuação lavrada pela Receita Federal do Brasil referente à incidência de IOF em transações de mútuos realizadas pela companhia com suas controladas no exterior durante o ano de 2008, o que resultou em um pagamento de R\$ 1.183 em espécie e R\$ 397 com créditos de prejuízos fiscais totalizando R\$ 1.580.

Adicionalmente, tendo em vista a publicação da Portaria Conjunta RFB/PGFN Nº 1.064 e da Instrução Normativa RFB nº 1.576/15, em 3 de agosto de 2015, que esclareceram quanto à possibilidade de inclusão de novos débitos tributários no Programa de Recuperação Fiscal (REFIS) instituído pela Lei nº 12.996/14, a companhia decidiu incluir os débitos tributários federais listados abaixo:

- demais autuações referentes ao IOF em transações de mútuos realizadas pela companhia com suas controladas no exterior durante os anos de 2007, 2009 e 2010, além do tributo de mesma natureza relativo à totalidade dos períodos não autuados (2011 e 2012), no montante de R\$ 3.118. A partir de 2013, a companhia alterou seu procedimento, portanto, não há risco de novas autuações de IOF neste tipo de operação;
- autuações relativas a Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF) incidente sobre as remessas para a Petrobras International Finance Company (PIFCO), para pagamento de operações de importação de petróleo e derivados, referentes aos períodos de 1999 a 2002, 2004, 2005 e 2007 a 2012, no montante de R\$ 2.840.
- multas por descumprimento de procedimentos relativos ao despacho aduaneiro na importação de petróleo e derivados, referentes aos períodos de 2008 a 2013, no montante de R\$ 46.
- atualização monetária do REFIS, no montante de R\$ 33, no período referente ao 4º trimestre de 2015.

Os débitos tributários federais foram incluídos na modalidade parcelada em 30 vezes, com o pagamento em dinheiro de 20% do saldo remanescente após a aplicação dos descontos e utilização de créditos de prejuízos fiscais para quitação de juros e multa.

Dessa forma, no período de janeiro a dezembro de 2015, a companhia reconheceu no resultado o total de R\$ 7.617, sendo R\$ 5.090, como despesas tributárias e R\$ 2.527 como despesas financeiras. Deste valor, já houve quitação de R\$ 6.527, sendo R\$ 3.467 em espécie, R\$ 1.806 em créditos de prejuízos fiscais e R\$ 1.254 em depósitos judiciais. As parcelas remanescentes foram incluídas em parcelamento especial contraído com a Receita Federal do Brasil, a partir da adesão ao REFIS, cujo encerramento ocorreu no dia 25 de janeiro de 2017, mediante a quitação da última prestação.

### 21.3. Programas de Anistias Estaduais

Em 2016, a Petrobras aderiu ao programa de pagamento à vista de débitos tributários, devido à anistia para liquidação de tributos administrados pelo estado de São Paulo, conforme Decretos nº 61.625/2015 e 61.788/2016 e Lei Complementar Estadual nº 333/2016, referente ao estado de Pernambuco. Em 2015, a adesão aos programas de anistias estaduais foi com os estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo, Bahia, Pará e com o Distrito Federal.

Nesses acordos, a companhia reconheceu no resultado o total de R\$ 155 (R\$ 1.229 em 2015), sendo R\$ 126 (R\$ 1.046 em 2015) como despesas tributárias e R\$ 29 (R\$ 183 em 2015) como despesas financeiras.

### 21.4. Programa de Redução de Litígios Tributários – PRORELIT

Em 30 de outubro de 2015, a Petrobras aderiu ao PRORELIT, instituído pela Lei nº 13.202/15 (conversão da Medida Provisória nº 685/15), no valor de R\$ 67, sendo R\$ 20 em espécie e R\$ 47 com a utilização de créditos de prejuízo fiscal. Os débitos referiam-se a multas aduaneiras aplicadas nos exercícios de 2014 e 2015 e à autuação fiscal por dedução indevida de juros nos exercícios de 2003 e 2004. Dessa forma, a companhia reconheceu no resultado R\$ 67, sendo R\$ 28 como despesas tributárias e R\$ 39 como despesas financeiras, em 2015.

### 21.5. Legislação Tributária

Em 30 de dezembro de 2015, o Estado do Rio de Janeiro publicou duas novas Leis que instituíram tributos que elevaram, a partir de março de 2016, a carga tributária incidente sobre todo setor petrolífero, conforme definido a seguir:

- Lei nº 7.182 - criou a Taxa de Controle, Monitoramento e Fiscalização das Atividades de Pesquisa, Lavra, Exploração e Aproveitamento de Petróleo e Gás (TFPG) que incide sobre barril de petróleo ou unidade equivalente de gás natural extraído no Estado; e
- Lei nº 7.183 - estabeleceu a cobrança de ICMS sobre as operações de circulação de petróleo, desde os poços de extração.

A companhia entende que não são juridicamente sustentáveis as obrigações decorrentes dessas leis, tendo por este motivo apoiado iniciativas da ABEP - Associação Brasileira de Empresas de Exploração e Produção de Petróleo e Gás - junto ao Supremo Tribunal Federal (STF).

Em ambas as ações propostas pela ABEP, a Procuradoria Geral da República manifestou-se favoravelmente, opinando pela concessão das liminares em favor da Indústria para afastar as obrigações trazidas nas leis e, ainda, pela legitimidade processual da Associação.

Como não houve decisão pelo STF dos pedidos de liminar formalizados nas referidas ações da ABEP, a companhia optou por ingressar com ações individuais no Judiciário fluminense contra as referidas leis, tendo obtido em dezembro de 2016 decisões liminares que suspenderam a exigibilidade desses tributos, as quais permanecem válidas até a presente data.

## 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:

	Consolidado Controladora										
	Imobilizado		Emprésti- mos, contas a receber / pagar e financia- mentos	Arrenda- mentos mercantis financeiros	Provisão para processos judiciais	Prejuízos fiscais	Estoques	Benefícios concedidos a empregados	Outros	Total	Total
	Custo com prospecção	Outros (*)									
Em 1º de janeiro de 2015	(36.249)	(595)	10.155	(1.573)	1.397	15.191	1.302	5.371	(378)	(5.379)	(9.062)
Reconhecido no resultado do exercício	(4.061)	5.894	(1.687)	186	1.712	6.789	74	(612)	616	8.911	8.047
Reconhecido no patrimônio líquido	-	-	20.961	-	-	(336)	-	(54)	-	20.571	17.991
Ajuste acumulado de conversão	-	106	2	-	(14)	501	(4)	3	(276)	318	-
Utilização de créditos tributários - REFIS e PRORELIT	-	-	-	-	-	(1.853)	-	-	-	(1.853)	(1.853)
Outros	-	(362)	296	21	(3)	73	7	(27)	11	16	33
Em 31 de dezembro de 2015	(40.310)	5.043	29.727	(1.366)	3.092	20.365	1.379	4.681	(27)	22.584	15.156
Reconhecido no resultado do exercício	3.792	(2.161)	(1.192)	108	663	(362)	19	1.731	682	3.280	1.010
Reconhecido no patrimônio líquido	-	-	(17.089)	992	-	(10)	-	3.485	-	(12.622)	(11.305)
Ajuste acumulado de conversão	-	(77)	47	-	5	(190)	-	(13)	(43)	(271)	-
Outros (**)	-	250	(47)	(28)	(84)	(119)	-	(77)	316	211	12
Em 31 de dezembro de 2016	(36.518)	3.055	11.446	(294)	3.676	19.684	1.398	9.807	928	13.182	4.873
Impostos diferidos ativos										23.490	15.156
Impostos diferidos passivos										(906)	-
Em 31 de dezembro de 2015										22.584	15.156
Impostos diferidos ativos										14.038	4.873
Impostos diferidos passivos										(856)	-
Em 31 de dezembro de 2016										13.182	4.873

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

(\*\*) Inclui R\$ 249 transferido para Passivos associados a ativos mantidos para venda, pela venda das controladas Liquigás, PESA e NTS.



## 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 – PNG (2017-2021), 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 2016, 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
2017	6.681	374	4.873	-
2018	1.062	30	-	-
2019	1.463	44	-	-
2020	1.772	47	-	-
2021	1.052	222	-	-
2022	779	1	-	-
2023 em diante	1.229	138	-	-
Parcela registrada contabilmente	14.037	856	4.873	-
País	1.576	835	-	-
Exterior	8.252	-	-	-
Parcela não registrada contabilmente	9.828	835	-	-
<b>Total</b>	<b>23.865</b>	<b>1.691</b>	<b>4.873</b>	<b>-</b>

Em 31 de dezembro de 2016, a companhia possuía créditos tributários no exterior não registrados no montante de R\$ 8.252 (R\$ 9.513 em 31 de dezembro de 2015), 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\$ 7.416 (R\$ 7.816 em 31 de dezembro de 2015) e na Espanha no valor de R\$ 834 (R\$ 1.697 em 2015).

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

Ano	Créditos tributários não registrados
2020	123
2021	435
2022	17
2023	158
2024	103
2025	19
2026	369
2027	424
2028	480
2029	529
2030 em diante	5.595
<b>Total</b>	<b>8.252</b>

## 21.7. 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	
	2016	2015	2016	2015
Prejuízo antes dos impostos	(10.703)	(41.229)	(15.690)	(42.883)
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	3.639	14.018	5.335	14.580
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:				
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	(391)	(1.388)	-	-
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior <sup>(*)</sup>	(1.089)	(2.528)	(1.089)	(2.528)
Incentivos fiscais	171	43	18	-
Prejuízos fiscais não reconhecidos	(913)	(1.864)	-	-
Exclusões/(adições) permanentes, líquidas <sup>(**)</sup>	(3.242)	(2.081)	(2.749)	(3.997)
Outros	(517)	(142)	(649)	(8)
<b>Imposto de renda e contribuição social</b>	<b>(2.342)</b>	<b>6.058</b>	<b>866</b>	<b>8.047</b>
Imposto de renda e contribuição social diferidos	3.280	8.911	1.010	8.047
Imposto de renda e contribuição social correntes	(5.622)	(2.853)	(144)	-
<b>Total</b>	<b>(2.342)</b>	<b>6.058</b>	<b>866</b>	<b>8.047</b>
<b>Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social</b>	<b>(21,9)%</b>	<b>14,7%</b>	<b>5,5%</b>	<b>18,8%</b>

<sup>(\*)</sup> Imposto de renda e contribuição social no país referentes aos lucros auferidos até 31 de dezembro de 2016 por investidas no exterior, conforme dispositivos previstos na Lei nº 12.973/2014.

<sup>(\*\*)</sup> Inclui equivalência patrimonial e os efeitos acumulados de conversão reclassificados para resultado pela venda da PESA e Nansei (nota explicativa 10.1).

## 22. Benefícios concedidos a empregados

Os saldos relativos a benefícios concedidos a empregados estão representados a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	2016	2015	2016	2015
<b>Passivo</b>				
Plano de pensão Petros	35.040	23.185	33.191	22.110
Plano de pensão Petros 2	955	277	778	231
Plano de saúde AMS	36.549	26.369	33.467	24.641
Outros planos	124	343	-	-
	<b>72.668</b>	<b>50.174</b>	<b>67.436</b>	<b>46.982</b>
Circulante	2.672	2.556	2.533	2.436
Não Circulante	69.996	47.618	64.903	44.546
	<b>72.668</b>	<b>50.174</b>	<b>67.436</b>	<b>46.982</b>

### 22.1. Planos Petros e Petros 2

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) Plano Petros - Fundação Petrobras de Seguridade Social

O Plano Petros 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 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 31 de julho de 2016, foi apurado resultado deficitário de R\$ 22,6 bilhões para o Plano Petros. De acordo com a Resolução nº 22/2015 do Conselho Nacional de Previdência Complementar (CNPC) que regulamenta o tema de equacionamento de déficits, este valor superou o limite máximo, estipulado naquela mesma Resolução. No caso do Plano Petros, este limite foi avaliado em R\$ 6,6 bilhões o que, conseqüentemente, geraria um valor mínimo de R\$ 16 bilhões a ser equacionado, de forma paritária entre participantes e patrocinadores, em um prazo de 1,5 vez a duração do passivo do plano, estimado em 18 anos, sob diretrizes de um Plano de Equacionamento.

Ainda, de acordo com o disposto na mencionada Resolução, a Fundação Petros deveria ter desenvolvido e aprovado tal Plano de Equacionamento, no âmbito do seu Conselho Deliberativo, após anuência das Patrocinadoras, até 31 de dezembro de 2016 e deveria tê-lo implementado em até 60 dias de sua aprovação.

A Fundação ingressou com um pedido de Termo de Ajustamento de Conduta (TAC), que está em análise junto à Superintendência Nacional de Previdência Complementar (PREVIC), órgão regulador do setor de Previdência Complementar, solicitando permissão para postergar o prazo de implementação do referido Plano de Equacionamento do exercício de 2015 para aproximadamente 210 dias após a aprovação do TAC, alegando motivos de ordem técnica e de gestão da fundação. Considerando tais fatos, estima-se que a Petrobras, como patrocinadora do plano, deverá iniciar o pagamento de contribuições extras ao Plano Petros em virtude deste equacionamento somente após o prazo estabelecido no TAC.

Em 31 de dezembro de 2016, os saldos dos Termos de Compromisso Financeiro - TCF, assinados em 2008 pela companhia e a Petros, totalizavam R\$ 11.832 (R\$ 11.436 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\$ 6.449, os quais estão em fase de revisão.

Para o exercício de 2017, as contribuições esperadas para o plano somam R\$ 624 (R\$ 588 na Controladora) e o pagamento de juros sobre o TCF, R\$ 719 (R\$ 696 na Controladora).

A duração média do passivo atuarial do plano, em 31 de dezembro de 2016, é de 11,42 anos (10,06 anos em 31 de dezembro de 2015).

## **b) Plano Petros 2 - Fundação Petrobras de Seguridade Social**

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 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 2016, a contribuição da companhia para parcela de contribuição definida totalizou R\$ 871 (R\$ 765 na Controladora).

A parcela da contribuição com característica de benefício definido está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2017, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Petros, que se baseou na recomendação da consultoria atuarial da Petros. Dessa forma, toda contribuição deste período está sendo destinada para conta individual do participante.

As contribuições esperadas das patrocinadoras, para 2017, são de R\$ 854 (R\$ 732 na Controladora), referentes à parcela de contribuição definida.

A duração média do passivo atuarial do plano, em 31 de dezembro de 2016, é de 43,20 anos (29,58 anos em 31 de dezembro de 2015).

## 22.2. 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.

Com a venda das empresas Petrobras Argentina e Nansei Sekiyu, a companhia não patrocina mais os respectivos planos de pensão e saúde em 31 de dezembro de 2016. Além disso, o Conselho de Administração da companhia aprovou a venda de sua participação na subsidiária Liquigás e, portanto, o passivo atuarial a ela associado foi reclassificado para a conta de passivos associados a ativos mantidos para venda.

## 22.3. 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 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.

Os limites de alocação dos ativos determinados na Política de Investimentos do Plano Petros Sistema Petrobras no período entre 2017 a 2021 são de: 40% a 75% em renda fixa, 10% a 35% em renda variável, 4% a 8% em imóveis, 2% a 8% em empréstimos a participantes e 0% a 7% em investimentos estruturados. Enquanto os limites de alocação do Plano Petros 2 para o mesmo período são de: 60% a 100% em renda fixa, 0% a 20% em renda variável, 0% a 5% em imóveis, 2% a 8% em empréstimos a participantes, 0% a 4% em investimentos estruturados e de 0% a 2% em investimentos no exterior.

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

Categoria do Ativo	Consolidado					
	2016			2015		
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	%	Valor justo total	%
Renda fixa	21.530	3.798	25.328	50	21.283	43
Títulos privados	-	221	221		620	
Títulos públicos	21.530	-	21.530		17.033	
Outros investimentos	-	3.577	3.577		3.630	
Renda variável	16.129	369	16.498	33	17.484	36
Ações à vista	16.129	-	16.129		16.826	
Outros investimentos	-	369	369		658	
Investimentos Estruturados	-	2.519	2.519	5	3.819	8
Fundos de <i>Private Equity</i>	-	2.182	2.182		3.490	
Fundos de Venture Capital	-	56	56		37	
Fundos Imobiliários	-	281	281		292	
Imóveis	-	4.052	4.052	8	4.203	9
	37.659	10.738	48.397	96	46.789	96
Empréstimos a participantes	-	2.264	2.264	4	2.074	4
			50.661	100	48.863	100

Em 31 de dezembro de 2016, os investimentos incluem ações ordinárias e preferenciais da Petrobras no valor de R\$ 36 e de R\$ 146, respectivamente, e imóveis alugados pela companhia no valor de R\$ 1.489.

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

#### 22.4. 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, Araucária Nitrogenados 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, em farmácias cadastradas distribuídas em todo o território nacional, de certos medicamentos. 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.

A duração média do passivo atuarial do plano, em 31 de dezembro de 2016, é de 22,04 anos (21,54 anos em 31 de dezembro de 2015).

#### 22.5. 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.

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

	Consolidado									
	2016					2015				
	Planos de pensão		Plano de saúde - AMS	Outros planos	Total	Planos de pensão		Plano de saúde - AMS	Outros planos	Total
Petros	Petros 2	Petros				Petros 2				
<b>Movimentação do valor presente das obrigações atuariais</b>										
Obrigação atuarial no início do exercício	70.952	1.160	26.369	556	99.037	73.601	1.441	23.957	443	99.442
Custo dos juros:					-					
· Com termo de compromisso financeiro	1.506	-	-	-	1.506	1.428	-	-	-	1.428
· Atuarial	8.560	166	3.792	28	12.546	7.926	188	3.065	60	11.239
Custo do serviço	288	74	446	64	872	254	107	148	38	547
Contribuições de participantes	321	-	-	1	322	341	-	-	1	342
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(4.649)	(57)	(1.224)	(7)	(5.937)	(4.041)	(16)	(1.155)	(14)	(5.226)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	(4.735)	(42)	(2.716)	5	(7.488)	(1.735)	13	(2.544)	(12)	(4.278)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	260	(20)	(138)	5	107	(152)	(162)	10	(2)	(306)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	11.815	930	10.020	44	22.809	(6.670)	(411)	2.888	(33)	(4.226)
Outros	-	-	-	(445)	(445)	-	-	-	75	75
<b>Obrigação atuarial no fim do exercício</b>	<b>84.318</b>	<b>2.211</b>	<b>36.549</b>	<b>251</b>	<b>123.329</b>	<b>70.952</b>	<b>1.160</b>	<b>26.369</b>	<b>556</b>	<b>99.037</b>
<b>Movimentação no valor justo dos ativos do plano</b>										
Ativos do plano no início do exercício	47.767	883	-	213	48.863	52.685	679	-	160	53.524
Receita de juros	6.788	125	-	10	6.923	6.729	88	-	9	6.826
Contribuições pagas pela empresa	672	-	1.224	32	1.928	644	-	1.155	18	1.817
Contribuições de participantes	321	-	-	1	322	341	-	-	1	342
Termo de compromisso financeiro pago pela empresa	706	-	-	-	706	550	-	-	-	550
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(4.649)	(57)	(1.224)	(7)	(5.937)	(4.041)	(16)	(1.155)	(14)	(5.226)
Remensuração: Retorno sobre os ativos inferior a receita de juros	(2.327)	305	-	1	(2.021)	(9.141)	132	-	(3)	(9.012)
Outros	-	-	-	(123)	(123)	-	-	-	42	42
<b>Ativos do plano no fim do exercício</b>	<b>49.278</b>	<b>1.256</b>	<b>-</b>	<b>127</b>	<b>50.661</b>	<b>47.767</b>	<b>883</b>	<b>-</b>	<b>213</b>	<b>48.863</b>
<b>Valores reconhecidos no balanço patrimonial</b>										
Valor presente das obrigações	84.318	2.211	36.549	251	123.329	70.952	1.160	26.369	556	99.037
(-) Valor justo dos ativos do plano	(49.278)	(1.256)	-	(127)	(50.661)	(47.767)	(883)	-	(213)	(48.863)
<b>Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro</b>	<b>35.040</b>	<b>955</b>	<b>36.549</b>	<b>124</b>	<b>72.668</b>	<b>23.185</b>	<b>277</b>	<b>26.369</b>	<b>343</b>	<b>50.174</b>
<b>Movimentação do passivo atuarial líquido</b>										
Saldo em 1º de janeiro	23.185	277	26.369	343	50.174	20.916	762	23.957	283	45.918
(+) Efeitos de remensuração reconhecidos em outros resultados abrangentes	9.667	563	7.166	53	17.449	584	(692)	354	(44)	202
(+) Custos incorridos no exercício	3.566	115	4.238	82	8.001	2.879	207	3.213	89	6.388
(-) Pagamento de contribuições	(672)	-	(1.224)	(32)	(1.928)	(644)	-	(1.155)	(18)	(1.817)
(-) Pagamento do termo de compromisso financeiro	(706)	-	-	-	(706)	(550)	-	-	-	(550)
Outros	-	-	-	(322)	(322)	-	-	-	33	33
<b>Saldo em 31 de dezembro</b>	<b>35.040</b>	<b>955</b>	<b>36.549</b>	<b>124</b>	<b>72.668</b>	<b>23.185</b>	<b>277</b>	<b>26.369</b>	<b>343</b>	<b>50.174</b>

## b) Componentes do benefício definido

	Consolidado				Total
	Planos de pensão		Saúde	Outros	
	Petros	Petros 2	AMS	Planos	
					<b>2016</b>
Custo do serviço	288	74	446	64	872
Juros líquidos sobre passivo/(ativo) líquido	3.278	41	3.792	18	7.129
<b>Custo Líquido do exercício</b>	<b>3.566</b>	<b>115</b>	<b>4.238</b>	<b>82</b>	<b>8.001</b>
Relativa a empregados ativos:					
Absorvida no custeio das atividades operacionais	888	61	995	5	1.949
Diretamente no resultado	446	38	539	72	1.095
Relativa aos assistidos	2.232	16	2.704	5	4.957
<b>Custo Líquido do exercício</b>	<b>3.566</b>	<b>115</b>	<b>4.238</b>	<b>82</b>	<b>8.001</b>
					<b>2015</b>
Custo do serviço	254	107	148	38	547
Juros líquidos sobre passivo/(ativo) líquido	2.625	100	3.065	51	5.841
<b>Custo líquido do exercício</b>	<b>2.879</b>	<b>207</b>	<b>3.213</b>	<b>89</b>	<b>6.388</b>
Relativa a empregados ativos:					
Absorvida no custeio das atividades operacionais	841	105	638	6	1.590
Diretamente no resultado	437	86	406	79	1.008
Relativa aos assistidos	1.601	16	2.169	4	3.790
<b>Custo líquido do exercício</b>	<b>2.879</b>	<b>207</b>	<b>3.213</b>	<b>89</b>	<b>6.388</b>

## c) Análise de sensibilidade

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

	Consolidado					
	Taxa de desconto				Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	
	Pensão		Saúde		Saúde	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigações atuariais	(8.159)	9.930	(4.348)	5.406	5.463	(4.485)
Custo do serviço e juros	(14)	595	(246)	297	742	(599)



## d) Principais premissas atuariais adotadas no cálculo

	2016	2015
Taxa de desconto (Real)	5,74% <sup>(1)</sup> / 5,69% <sup>(2)</sup> / 5,72% <sup>(3)</sup>	7,33% <sup>(1)</sup> / 7,28% <sup>(2)</sup> / 7,32% <sup>(3)</sup>
Inflação (IPCA)	4,87% <sup>(1)(2)(3)(4)</sup>	6,87% <sup>(1)(2)(3)(4)</sup>
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação)	10,89% <sup>(1)</sup> / 10,84% <sup>(2)</sup> / 10,87% <sup>(3)</sup>	14,70% <sup>(1)</sup> / 14,65% <sup>(2)</sup> / 14,69% <sup>(3)</sup>
Taxa de crescimento salarial (Real)	1,53% <sup>(1)(5)</sup> / 2,58% <sup>(2)(5)</sup>	1,48% <sup>(1)(5)</sup> / 2,79% <sup>(2)(5)</sup>
Taxa de crescimento salarial Nominal (Real + Inflação)	6,47% <sup>(1)(5)</sup> / 7,57% <sup>(2)(5)</sup>	8,45% <sup>(1)(5)</sup> / 9,85% <sup>(2)(5)</sup>
Taxa de rotatividade do plano de saúde	0,597% a.a <sup>(6)</sup>	0,753% a.a <sup>(6)</sup>
Taxa de rotatividade do plano de pensão	Nula	Nula
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	13,91% a 4,00%a.a <sup>(7)</sup>	14,92% a 3,70%a.a <sup>(7)</sup>
Tábua de mortalidade geral	EX-PETROS 2013 (ambos os gêneros) <sup>(1)(3)</sup> AT-2000 Feminina suavizada em 10% <sup>(2)</sup>	EX-PETROS 2013 (ambos os gêneros) <sup>(1)(3)</sup> AT-2000 Feminina suavizada em 10% <sup>(2)</sup>
Tábua de entrada em invalidez	TASA 1927 <sup>(1)(3)</sup> / LIGHT fraca <sup>(2)</sup> AT-49 Masculina agravada em 10% <sup>(1)(3)</sup>	TASA 1927 <sup>(1)(3)</sup> / Álvaro Vindas <sup>(2)</sup> AT-49 Masculina agravada em 10% <sup>(1)(3)</sup>
Tábua de mortalidade de inválidos	IAPB 1957 fraca <sup>(2)</sup>	IAPB 1957 fraca <sup>(2)</sup>
Idade de entrada na aposentadoria	Homem, 57 anos / Mulher, 56 anos <sup>(8)</sup>	Homem, 57 anos / Mulher, 56 anos <sup>(8)</sup>

<sup>(1)</sup> Plano Petros Sistema Petrobras.

<sup>(2)</sup> Plano Petros 2.

<sup>(3)</sup> Plano AMS.

<sup>(4)</sup> Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 4,87% para 2017 e atingindo 4,00% de 2026 em diante.

<sup>(5)</sup> Taxa de crescimento salarial apenas da patrocinadora Petrobras, baseado no plano de cargos e salários.

<sup>(6)</sup> Rotatividade média apenas da patrocinadora Petrobras, que varia de acordo com a idade e tempo de serviço.

<sup>(7)</sup> Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora Petrobras.

<sup>(8)</sup> Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foi utilizada a elegibilidade conforme as regras do Regime Geral de Previdência Social (RGPS) e regras do plano.

## e) Perfil de vencimento da obrigação

	Consolidado				
	2016				
	Plano de pensão		Saúde	Outros planos	Total
	Petros	Petros 2	AMS		
Até 1 ano	5.865	75	1.334	4	7.278
De 1 a 2 anos	5.153	76	1.401	3	6.633
De 2 a 3 anos	4.956	77	1.465	3	6.501
De 3 a 4 anos	4.788	77	1.517	3	6.385
Acima de 4 anos	63.556	1.906	30.832	238	96.532
Total	84.318	2.211	36.549	251	123.329

### 22.6. 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 2016, reconhecidas no resultado, totalizaram R\$ 16.

### 22.7. Plano de incentivo ao desligamento voluntário

A companhia implementou alguns Programas de incentivo ao desligamento voluntário no período de janeiro de 2014 a 31 de dezembro de 2016, conforme descrito a seguir:

- Petrobras (PIDV 2014) – o período de inscrição ocorreu de 12 de fevereiro a 31 de março de 2014, sendo reaberto no período de 30 de novembro a 18 de dezembro de 2015, para os empregados desistentes ou excluídos, permitindo a revalidação da inscrição em caráter voluntário, com inscrição de 7.634 funcionários, dos quais 6.878 funcionários já foram desligados e 415 desistiram;

- Petrobras Distribuidora (PIDV BR 2014) – o período de inscrições ocorreu de 12 de fevereiro de 2014 a 31 de março de 2014, com adesão de 712 funcionários, dos quais 656 funcionários já foram desligados e 55 desistiram;
- Petrobras Distribuidora (PIDV BR 2015) – o período de inscrições ocorreu de 13 de outubro de 2015 a 30 de dezembro de 2015, com adesão de 345 funcionários, dos quais 316 funcionários já foram desligados e 29 desistiram;
- Petrobras (PIDV 2016) – o período de inscrições ocorreu de 1º de abril a 31 de agosto de 2016, com adesão de 11.866 funcionários, dos quais 5.312 funcionários já foram desligados e 393 desistiram.
- Petrobras Distribuidora (PIDV BR 2016) – o período de inscrições ocorreu de 1º de novembro a 30 de dezembro de 2016, com adesão de 1.105 funcionários, com previsão de desligamento a partir de 17 de janeiro de 2017.

Desta forma, a companhia já registrou um total de 13.162 desligamentos nos planos acima listados.

A movimentação da provisão em 2016 está representada a seguir:

	<b>Consolidado</b>
Saldo em 31 de dezembro de 2015	777
Novos inscritos PIDV Petrobras 2016	4.117
Revisão de provisão	(35)
Utilização por desligamento	(2.215)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>2.644</b>
Circulante	2.644
Não circulante	-

## 23. Patrimônio líquido

### 23.1. Capital social realizado

Em 31 de dezembro de 2016, o capital subscrito e integralizado no valor de R\$ 205.432 está representado por 7.442.454.142 ações ordinárias e 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.

### 23.2. Transações de capital

#### a) Gastos com emissão de ações

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

#### b) 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 tratam de transações de capital, ou seja, transações com os acionistas, na qualidade de proprietários. As principais mudanças de participação em controladas estão relatadas na nota explicativa 11.

### 23.3. Reservas de lucros

#### a) 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.

#### b) 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.

#### c) 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 social.

A parcela do resultado referente à subvenção de investimentos no âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM) não foi destinada para reserva de incentivos fiscais em função da ausência de lucro. Entretanto, a constituição de reserva de incentivo com esta parcela ocorrerá em períodos subsequentes, conforme previsto na Lei 12.973/14, em seu capítulo I.

O montante acumulado de subvenção de investimentos proveniente do resultado dos três últimos exercícios a ser utilizado para constituição de reserva de incentivo em períodos subsequentes é de R\$ 104, sendo R\$ 54 do exercício de 2016, R\$ 25 do exercício de 2015 e R\$ 25 do exercício de 2014.

#### d) 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.

Em 31 de dezembro de 2016, o saldo de prejuízos acumulados será obrigatoriamente absorvido pela reserva de retenção de lucros, no montante de R\$ 14.812.

### 23.4. Outros Resultados Abrangentes

No exercício de 2016 foram reconhecidos como outros resultados abrangentes, principalmente os seguintes efeitos:

- ajuste acumulado de conversão devedor, no montante de R\$ 15.585, decorrente da tradução das demonstrações contábeis de controladas no exterior em moeda funcional diferente do real. Adicionalmente, motivada pela venda da totalidade de sua participação na Petrobras Participaciones S.L. - "PPSL" e da "Nansei Sekiyu – NSS, conforme nota explicativa 10.1, a companhia transferiu o montante de R\$ 3.693 para outras despesas líquidas referente aos efeitos cambiais acumulados de conversão, desde a data de aquisição destes investimentos até as datas de alienação;
- perdas atuarias com planos de benefícios definidos no montante de R\$ 17.449, líquido de imposto;
- *hedge* de fluxo de caixa de exportação, aumentando o patrimônio líquido no período de R\$ 40.327, líquido de impostos e do efeito de reclassificação de parte da variação cambial para resultado, totalizando em 31 de dezembro de 2016 o valor de R\$ 25.119, líquido de impostos, conforme nota explicativa 33.2.

## 23.5. Dividendos

O Estatuto Social determina que 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. Uma vez que a companhia proponha remuneração aos acionistas, as ações preferenciais têm prioridade no recebimento dos dividendos, no mínimo, de 3% do valor do patrimônio líquido da ação, ou de 5% calculado sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações, prevalecendo sempre o maior, participando em igualdade com as ações ordinárias, nos aumentos de capital social decorrentes de incorporação de reservas e lucros.

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015, considerando a inexistência de lucro, não foi proposto pagamento de dividendos e/ou juros sobre capital próprio pelo Conselho de Administração.

## 23.6. Resultado por ação

	Consolidado e Controladora					
	2016			2015		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
Numerador básico e diluído						
Prejuízo atribuível aos acionistas da Petrobras atribuído igualmente entre as classes de ações	(8.458)	(6.366)	(14.824)	(19.875)	(14.961)	(34.836)
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
Prejuízo básico e diluído por ação (R\$ por ação)	(1,14)	(1,14)	(1,14)	(2,67)	(2,67)	(2,67)

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 do prejuízo básico e diluído apresentam o mesmo valor por ação em virtude da Petrobras não possuir ações potenciais.

## 24. Receita de vendas

	Consolidado		Controladora	
	2016	2015	2016	2015
Receita bruta de vendas	357.366	401.320	296.101	328.747
Encargos de vendas <sup>(*)</sup>	(74.777)	(79.682)	(73.034)	(77.724)
Receita de vendas <sup>(**)</sup>	282.589	321.638	223.067	251.023
Diesel	88.750	100.804	74.471	87.559
Gasolina automotiva	56.540	53.903	43.540	42.344
Querosene de aviação (QAV)	8.931	11.003	9.288	11.718
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	10.669	9.585	8.966	8.042
Nafta	8.500	8.487	8.500	8.487
Óleo combustível (incluindo bunker)	4.068	7.414	3.634	5.951
Outros derivados de petróleo	11.676	11.409	10.074	10.332
Subtotal de derivados	189.134	202.605	158.473	174.433
Gás natural	13.801	19.405	13.204	18.815
Etanol, nitrogenados e renováveis	13.024	12.872	10.881	9.681
Eleticidade, serviços e outros	9.611	15.916	11.119	19.249
Mercado interno	225.570	250.798	193.677	222.178
Exportações	28.910	32.179	29.390	28.845
Vendas no exterior <sup>(***)</sup>	28.109	38.661	-	-
Mercado externo	57.019	70.840	29.390	28.845
Receitas de vendas <sup>(**)</sup>	282.589	321.638	223.067	251.023

<sup>(\*)</sup> Inclui, principalmente, CIDE, PIS, COFINS e ICMS.

<sup>(\*\*)</sup> A receita de vendas por segmento de negócio está apresentada na nota explicativa 29.

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

Em 2016, o total de vendas para os dois clientes terceiros que representam aproximadamente 10% ou mais do total de venda da companhia foi de R\$ 30.156 (R\$ 32.624 em 2015) e R\$ 26.843 (R\$ 27.137 em 2015), impactando principalmente o segmento de abastecimento.

## 25. Outras despesas líquidas

	Consolidado		Controladora	
	2016	2015	2016	2015
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(6.560)	(4.156)	(6.460)	(4.113)
(Perdas) / Ganhos com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(4.817)	(5.583)	(2.725)	(4.708)
Plano de pensão e saúde (inativos)	(4.956)	(3.790)	(4.722)	(3.619)
Gastos com PIDV	(4.082)	(417)	(3.647)	(326)
Realização de ajustes acumulados de conversão - CTA	(3.693)	-	-	-
PCLD sobre outros recebíveis	(2.225)	(1.206)	(148)	(1.175)
Relações institucionais e projetos culturais	(879)	(1.401)	(775)	(1.165)
Despesas operacionais c/ termelétricas	(337)	(386)	(332)	(428)
Provisão para assunção de dívidas de fornecedores com subcontratadas	(333)	-	-	-
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(281)	(314)	(276)	(306)
Ressarcimentos de gastos referentes à Operação Lava Jato	432	230	430	230
Subvenções e assistências governamentais	587	62	122	50
Contratos de <i>Ship/ Take or Pay</i>	949	777	956	625
Resultado com alienações e baixas de ativos <sup>(1)</sup>	951	(2.893)	1.399	(3.075)
Gastos/Ressarcimentos com operações em parcerias de E&P	1.988	1.863	1.988	1.863
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	4.864	(550)	4.886	(550)
Outros	1.467	(874)	(403)	(850)
<b>Total</b>	<b>(16.925)</b>	<b>(18.638)</b>	<b>(9.707)</b>	<b>(17.547)</b>

<sup>(1)</sup> Inclui áreas devolvidas e projetos cancelados.

## 26. Custos e despesas por natureza

	Consolidado		Controladora	
	2016	2015	2016	2015
Matérias-primas e produtos para revenda	(65.864)	(94.453)	(42.210)	(67.401)
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(52.308)	(70.405)	(58.332)	(66.338)
Depreciação, depleção e amortização	(48.543)	(38.574)	(37.150)	(28.039)
Gastos com pessoal	(34.477)	(29.732)	(28.539)	(23.618)
Reversão/(perda) no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(20.297)	(47.676)	(11.119)	(33.468)
Participação governamental	(16.688)	(19.812)	(15.888)	(18.734)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(6.560)	(4.156)	(6.460)	(4.113)
(Perdas)/ganhos com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(4.817)	(5.583)	(2.725)	(4.708)
Realização de ajustes acumulados de conversão - CTA	(3.693)	-	-	-
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	(4.364)	(4.921)	(3.940)	(3.784)
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	(3.843)	(3.641)	(1.072)	(669)
Tributárias	(2.456)	(9.238)	(1.305)	(7.730)
Variação dos estoques	(1.458)	(1.460)	(515)	(507)
Resultado com alienações e baixas de ativos	951	(2.893)	1.399	(3.075)
Relações institucionais e projetos culturais	(879)	(1.401)	(775)	(1.165)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(281)	(314)	(276)	(306)
Ressarcimento de gastos referentes à Operação Lava Jato	432	230	430	230
Provisão para assunção de dívidas de fornecedores com subcontratadas	(333)	-	-	-
<b>Total</b>	<b>(265.478)</b>	<b>(334.029)</b>	<b>(208.477)</b>	<b>(263.425)</b>
<b>Na Demonstração do Resultado</b>				
Custo dos produtos e serviços vendidos	(192.611)	(223.062)	(153.725)	(174.717)
Despesas com vendas	(13.825)	(15.893)	(17.023)	(15.130)
Despesas gerais e administrativas	(11.482)	(11.031)	(8.242)	(7.561)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(6.056)	(6.467)	(5.533)	(5.261)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(1.826)	(2.024)	(1.823)	(2.011)
Tributárias	(2.456)	(9.238)	(1.305)	(7.730)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(20.297)	(47.676)	(11.119)	(33.468)
Outras despesas líquidas	(16.925)	(18.638)	(9.707)	(17.547)
<b>Total</b>	<b>(265.478)</b>	<b>(334.029)</b>	<b>(208.477)</b>	<b>(263.425)</b>

## 27. Resultado financeiro líquido

	Consolidado		Controladora	
	2016	2015	2016	2015
Despesa com endividamentos	(26.955)	(22.935)	(20.523)	(19.903)
Variações cambiais e monetárias sobre endividamento líquido <sup>(*)</sup>	(8.971)	(12.775)	(10.550)	(11.268)
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	1.894	2.315	664	1.207
<b>Resultado financeiro sobre endividamento líquido</b>	<b>(34.032)</b>	<b>(33.395)</b>	<b>(30.409)</b>	<b>(29.964)</b>
Encargos financeiros capitalizados	5.996	5.860	4.484	4.785
Ganhos (perdas) com instrumentos derivativos	(375)	986	(66)	(74)
Resultado com títulos e valores mobiliários <sup>(**)</sup>	21	77	1.046	906
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(2.296)	(757)	(2.285)	(724)
Outras despesas e receitas financeiras líquidas <sup>(***)</sup>	979	(2.153)	68	(1.768)
Outras variações cambiais e monetárias líquidas	2.522	1.341	1.458	652
<b>Resultado financeiro líquido</b>	<b>(27.185)</b>	<b>(28.041)</b>	<b>(25.704)</b>	<b>(26.187)</b>
Receitas	3.638	4.867	2.418	3.303
Despesas	(24.176)	(21.545)	(18.967)	(18.951)
Variações cambiais e monetárias, líquidas	(6.647)	(11.363)	(9.155)	(10.539)
<b>Total</b>	<b>(27.185)</b>	<b>(28.041)</b>	<b>(25.704)</b>	<b>(26.187)</b>

<sup>(\*)</sup> Inclui variação monetária sobre financiamentos em moeda nacional parametrizada à variação do dólar.

<sup>(\*\*)</sup> Inclui aplicações no FIDC NP, na controladora.

<sup>(\*\*\*)</sup> Inclui em 2015, R\$ 2.749 (R\$ 2.694 na Controladora) de despesa financeira pelas adesões ao REFIS, Programa de Anistias Estaduais e PRORELIT, conforme nota explicativa 21.

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

	Consolidado		Controladora	
	2016	2015	2016	2015
Valores pagos e recebidos durante o período				
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	3.297	3.355	2.828	2.696
Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa				
Aquisição de imobilizado a prazo	417	591	-	-
Contrato com transferência de benefícios, riscos e controles de bens	296	-	355	374
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	3.113	15.932	2.868	16.511
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	464	3.634	390	3.583

## 29. Informações por segmento

Em 28 de abril de 2016, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou os ajustes estatutários de acordo com a nova estrutura organizacional da companhia e seu novo modelo de gestão e governança, com o objetivo de alinhar a organização à nova realidade do setor de óleo e gás e priorizar a rentabilidade e disciplina de capital.

Em 31 de dezembro de 2016, a apresentação de informações segmentadas reflete a estrutura de avaliação da alta administração em relação aos desempenhos e alocação de recursos dos negócios.

### Ativo Consolidado por Área de Negócio - 31.12.2016

	E&P	Abasteci- mento	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Circulante	18.262	40.609	11.707	1.319	9.906	81.262	(17.158)	145.907
Não circulante	438.332	130.750	51.808	380	10.398	28.795	(1.425)	659.038
Realizável a longo prazo	24.870	10.793	6.539	12	3.314	22.285	(1.262)	66.551
Investimentos	4.722	3.597	1.520	43	47	19	-	9.948
Imobilizado	401.057	115.745	42.675	325	6.308	5.929	(163)	571.876
Em operação	295.655	101.520	38.659	315	5.389	4.798	(163)	446.174
Em construção	105.402	14.225	4.016	10	919	1.131	-	125.702
Intangível	7.683	615	1.074	-	729	562	-	10.663
<b>Ativo</b>	<b>456.594</b>	<b>171.359</b>	<b>63.515</b>	<b>1.699</b>	<b>20.304</b>	<b>110.057</b>	<b>(18.583)</b>	<b>804.945</b>

### Ativo Consolidado por Área de Negócio - 31.12.2015

	E&P	Abasteci- mento	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Circulante	14.215	35.247	9.424	176	8.979	112.715	(12.149)	168.607
Não circulante	469.181	142.384	66.599	1.709	11.609	41.350	(1.304)	731.528
Realizável a longo prazo	25.250	9.309	6.277	12	3.355	32.792	(1.142)	75.853
Investimentos	7.054	3.431	1.781	1.339	134	33	-	13.772
Imobilizado	428.447	128.982	57.300	358	7.296	7.610	(162)	629.831
Em operação	310.761	112.470	47.611	317	6.175	5.798	(162)	482.970
Em construção	117.686	16.512	9.689	41	1.121	1.812	-	146.861
Intangível	8.430	662	1.241	-	824	915	-	12.072
<b>Ativo</b>	<b>483.396</b>	<b>177.631</b>	<b>76.023</b>	<b>1.885</b>	<b>20.588</b>	<b>154.065</b>	<b>(13.453)</b>	<b>900.135</b>

## Notas explicativas

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



### Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 2016

	E&P	Abasteci- mento	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	116.033	217.181	32.809	839	97.101	-	(181.374)	282.589
Intersegmentos	110.946	59.522	8.638	807	1.461	-	(181.374)	-
Terceiros	5.087	157.659	24.171	32	95.640	-	-	282.589
Custo dos produtos vendidos	(86.186)	(167.686)	(23.829)	(919)	(89.563)	-	175.572	(192.611)
Lucro bruto	29.847	49.495	8.980	(80)	7.538	-	(5.802)	89.978
Despesas	(23.086)	(18.376)	(4.894)	(212)	(7.246)	(19.357)	304	(72.867)
Vendas	(510)	(6.430)	(2.651)	(6)	(4.590)	29	333	(13.825)
Gerais e administrativas	(1.216)	(1.535)	(716)	(83)	(937)	(6.994)	(1)	(11.482)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(6.056)	-	-	-	-	-	-	(6.056)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(696)	(199)	(62)	(2)	(1)	(866)	-	(1.826)
Tributárias	(295)	(342)	(762)	(10)	(103)	(944)	-	(2.456)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(10.700)	(8.090)	(1.217)	(24)	(266)	-	-	(20.297)
Outras receitas (despesas), líquidas	(3.613)	(1.780)	514	(87)	(1.349)	(10.582)	(28)	(16.925)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	6.761	31.119	4.086	(292)	292	(19.357)	(5.498)	17.111
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(27.185)	-	(27.185)
Resultado de participações em investimentos	97	(176)	282	(862)	30	-	-	(629)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	6.858	30.943	4.368	(1.154)	322	(46.542)	(5.498)	(10.703)
Imposto de renda e contribuição social	(2.299)	(10.581)	(1.389)	99	(99)	10.058	1.869	(2.342)
Lucro líquido (prejuízo)	4.559	20.362	2.979	(1.055)	223	(36.484)	(3.629)	(13.045)
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	4.762	20.594	2.557	(1.055)	220	(38.273)	(3.629)	(14.824)
Acionistas não controladores	(203)	(232)	422	-	3	1.789	-	1.779
Lucro líquido (prejuízo)	4.559	20.362	2.979	(1.055)	223	(36.484)	(3.629)	(13.045)



## Notas explicativas

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



### Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 2015

	E&P	Abasteci- mento	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	117.098	245.613	43.185	769	110.030	-	(195.057)	321.638
Intersegmentos	112.071	73.635	6.827	716	1.808	-	(195.057)	-
Terceiros	5.027	171.978	36.358	53	108.222	-	-	321.638
Custo dos produtos vendidos	(82.908)	(199.596)	(34.490)	(846)	(101.623)	-	196.401	(223.062)
Lucro bruto	34.190	46.017	8.695	(77)	8.407	-	1.344	98.576
Despesas	(52.128)	(20.579)	(7.878)	(346)	(9.656)	(21.076)	696	(110.967)
Vendas	(741)	(6.648)	(1.975)	(6)	(7.288)	60	705	(15.893)
Gerais e administrativas	(1.387)	(1.464)	(777)	(96)	(916)	(6.390)	(1)	(11.031)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(6.467)	-	-	-	-	-	-	(6.467)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(499)	(386)	(169)	(30)	(4)	(936)	-	(2.024)
Tributárias	(552)	(2.488)	(1.295)	(6)	(244)	(4.653)	-	(9.238)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(38.292)	(6.399)	(2.507)	(181)	(297)	-	-	(47.676)
Outras receitas (despesas), líquidas	(4.190)	(3.194)	(1.155)	(27)	(907)	(9.157)	(8)	(18.638)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	(17.938)	25.438	817	(423)	(1.249)	(21.076)	2.040	(12.391)
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(28.041)	-	(28.041)
Resultado de participações em investimentos	(1.145)	1.192	403	(687)	31	(591)	-	(797)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	(19.083)	26.630	1.220	(1.110)	(1.218)	(49.708)	2.040	(41.229)
Imposto de renda e contribuição social	6.099	(8.649)	(277)	144	425	9.010	(694)	6.058
Lucro líquido (prejuízo)	(12.984)	17.981	943	(966)	(793)	(40.698)	1.346	(35.171)
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	(12.963)	18.034	423	(966)	(798)	(39.912)	1.346	(34.836)
Acionistas não controladores	(21)	(53)	520	-	5	(786)	-	(335)
Lucro líquido (prejuízo)	(12.984)	17.981	943	(966)	(793)	(40.698)	1.346	(35.171)

## 30. Processos judiciais e contingências

### 30.1. 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) revisão da metodologia de apuração do complemento de remuneração mínima por nível e regime; (ii) diferenças de cálculo dos reflexos das horas extras nos repousos semanais remunerados; (iii) ações individuais de terceirizados;
- Processos fiscais, incluindo: (i) não homologação de compensações de tributos federais; (ii) demandas relacionadas ao recolhimento de ICMS na venda de querosene de aviação; e (iii) aproveitamento de créditos de ICMS na importação de plataformas;
- Processos cíveis referentes a: (i) cobrança de *royalties* sobre a atividade de extração de xisto; (ii) reclamação por descumprimento contratual relacionado à construção de plataforma; (iii) acordos realizados e negociações em andamento com autores de ações individuais propostas perante a Corte Federal de Nova York; (iv) indenização decorrente de ação de desapropriação de área para constituição de servidão de passagem; e
- Processo ambiental referente à indenização aos pescadores pelo derramamento de óleo no Rio de Janeiro, em janeiro de 2000.

Os valores provisionados são os seguintes:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
<b>Passivo não circulante</b>				
Processos trabalhistas	3.995	3.323	3.594	2.998
Processos fiscais	4.981	3.087	3.241	2.323
Processos cíveis	1.873	2.069	1.377	1.768
Processos ambientais	194	282	179	193
Outros processos	9	15	-	-
<b>Total</b>	<b>11.052</b>	<b>8.776</b>	<b>8.391</b>	<b>7.282</b>

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Saldo inicial	8.776	4.091	7.282	3.338
Adição	3.462	5.294	1.630	4.368
Utilização	(2.213)	(989)	(1.615)	(764)
Atualização de juros	1.211	346	1.094	340
Outros	(184)	34	-	-
<b>Saldo final</b>	<b>11.052</b>	<b>8.776</b>	<b>8.391</b>	<b>7.282</b>

### 30.2. Depósitos judiciais

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

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
<b>Ativo não circulante</b>				
Fiscais	5.875	2.693	5.013	3.352
Cíveis	3.588	2.670	3.483	2.540
Trabalhistas	3.277	4.076	2.989	2.417
Ambientais	275	305	250	281
Outros	17	14	-	-
<b>Total</b>	<b>13.032</b>	<b>9.758</b>	<b>11.735</b>	<b>8.590</b>

### 30.3. 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 estimados para os processos judiciais em 31 de dezembro de 2016, para os quais a probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

	Consolidado
<b>Natureza</b>	
Fiscais	155.882
Trabalhistas	23.547
Cíveis - Gerais	29.491
Cíveis - Ambientais	7.079
Outras	4
<b>Total</b>	<b>216.003</b>

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

Descrição dos processos de natureza fiscal	Estimativa
Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil	
1) Incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE e PIS/COFINS- importação sobre as remessas para pagamentos de afretamentos de embarcações. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	50.446
2) Dedução imediata da base de cálculo do IRPJ e CSLL de gastos com desenvolvimento da produção de petróleo. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa.	20.549
3) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	11.000
4) 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.	10.088
5) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL dos valores pagos ao Plano Petros, bem como de despesas diversas relacionadas a benefícios empregatícios e Petros. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	7.675
6) Incidência da contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente a empregados. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	3.431
7) 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.	2.137
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de SP.	
8) Cobrança de ICMS por falta de emissão de nota fiscal na movimentação da sonda para o bloco exploratório e no retorno desta embarcação, bem como quanto à cobrança decorrente do desenquadramento da admissão temporária pelo fato de o desembarço aduaneiro da importação da sonda ter sido realizado no Estado do RJ e não no Estado de SP. Situação atual: A questão envolve processos em fase judicial.	5.551
9) Aplicação de diferimento de ICMS nas operações de venda de Biodiesel B100, bem como pelo 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 fase administrativa.	2.718
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ e BA.	
10) 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.	4.412
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, SP, PR, RO e MG.	
11) 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.	4.189
Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Maratáizes, Linhares, Vila Velha e Vitória.	
12) 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.	3.642
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do PR, AM, BA, ES, PA, PE e PB.	
13) Incidência de ICMS sobre diferenças no controle de estoques físico e o fiscal. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	2.739

Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados de SP, RS e SC.	
14) 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.	2.696
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, RN, AL, AM, PA, BA, GO, MA e SP.	
15) Crédito de ICMS não estornado em razão de saídas isentas ou não tributadas promovidas por terceiros em operações subsequentes.	
Situação atual: A questão envolve processos que se encontram na esfera administrativa e judicial diversas.	2.459
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, CE, PB, RJ, BA e PA.	
16) 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.	1.846
Autor: Secretaria de Fazenda dos Estados do RJ, SP, ES e BA.	
17) Apropriação de crédito de ICMS sobre aquisições de mercadorias que, no entendimento da fiscalização, não configurariam bens do ativo imobilizado.	
Situação atual: A questão envolve processos ainda na esfera administrativa, e outros na esfera judicial.	1.598
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, SP, SE e BA.	
18) Aproveitamento de créditos de ICMS na aquisição de brocas e de produtos químicos utilizados na formulação de fluido de perfuração.	
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.321
Autor: Secretaria de Fazenda dos Estados do AM, BA, RS e RJ	
19) 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.	1.143
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de MG, MT, GO, RJ, PA, CE, BA, PR, SE, AL e RN.	
20) Apropriação de crédito de ICMS sobre a aquisição de mercadorias (produtos em geral) que, no entendimento da fiscalização, se enquadrariam no conceito de material de uso e consumo, sendo indevido o creditamento do imposto.	
Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	1.111
Autor: Secretaria de Fazenda do Estado de PE.	
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 <i>city-gate</i> 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 ainda na esfera administrativa, e outros na esfera judicial.	1.018
22) Processos diversos de natureza fiscal	14.113
<b>Total de processos de natureza fiscal</b>	<b>155.882</b>

**Descrição dos processos de natureza trabalhista****Estimativa**

Autor: SINDIPETRO dos Estados do ES, RJ, BA, MG, SP, PE, SE, RN, CE, PR, SC e RS.	
1) Ações coletivas que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR).	
Situação atual: Aguarda-se julgamento de incidente de recurso repetitivo pelo Pleno do Tribunal Superior do Trabalho, o qual determinou a suspensão do julgamento do dissídio coletivo de natureza jurídica, proposto pela companhia, até o julgamento do mencionado incidente.	14.286
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, sob pena de multa diária.	
Situação atual: O processo encontra-se no Tribunal Superior do Trabalho, para julgamento dos recursos interpostos pelas partes.	1.203
Autor: SINDIPETROS dos Estados do ES, RJ, BA, MG, SP, PR, CE, SC, SE, PE e RS	
3) Ações coletivas que objetivam diferenças salariais decorrentes da alteração do critério de cálculo dos reflexos das horas extras nos repousos semanais, observando proporção superior à instituída pela Lei nº 605/49.	
Situação atual: O Tribunal Superior do Trabalho (TST) uniformizou o entendimento favorável à tese da companhia, existindo decisões do TST favoráveis aos autores em processos individuais e coletivos julgados antes da referida uniformização. Em relação ao processo proposto pelo SINDIPETRO/NF (RJ): (i) a companhia propôs Ação Rescisória processada no TST, cujo mérito ainda não foi julgado; e (ii) o TRT da 1ª Região proferiu decisão favorável à companhia ao julgar seu recurso de Agravo de Petição. Referida decisão interpretou que o título executivo alterou os divisores aplicáveis ao cálculo da hora extra, majorando-os, proporcionando uma importante redução no valor estimado.	1.016
4) Processos diversos de natureza Trabalhista	7.042
<b>Total de processos de natureza trabalhista</b>	<b>23.547</b>

Descrição dos processos de natureza cível	Estimativa
<b>Autor:</b> Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP.	
1) 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: As questões envolvem processos judiciais e arbitrais. Por força de decisões judiciais as arbitragens estão suspensas. No caso dos campos de Lula e Cernambi, os valores das supostas diferenças de participações especiais foram depositados judicialmente, porém com a cassação da liminar favorável, atualmente as diferenças têm sido pagas diretamente para a ANP até que seja reformada a decisão judicial correspondente. No caso dos campos de Baúna e Piracaba, por força de decisão liminar concedida pelo Judiciário, a companhia deposita o valor controvertido das participações especiais em juízo. No caso da unificação dos Campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte e Pirambu, no complexo Parque das Baleias, por força de decisões judiciais e do próprio Tribunal Arbitral a cobrança das supostas diferenças de participação especial a maior encontra-se suspensa. Por fim, em relação ao caso Tartaruga Verde e Mestiça, a arbitragem está suspensa por força de decisão judicial, não havendo, por ora, acréscimo no recolhimento de participações especiais, em virtude da unificação.	6.493
2) Processos administrativos que discutem diferença de participação especial e royalties em vários campos. Inclui também discussão por multas aplicadas pela ANP por suposto descumprimento de programa exploratório mínimo e irregularidades no cumprimento de normas aplicáveis à indústria do petróleo Situação atual: As questões envolvem processos em fase administrativa e judicial diversas.	5.437
<b>Autor:</b> Diversos autores no país e EIG Management Company nos Estados Unidos.	
3) Arbitragens no país e ação judicial nos Estados Unidos relativos à Sete Brasil Participações S.A. ("Sete") Situação atual: As arbitragens no país encontram-se em estágio inicial, não tendo sido composto o Tribunal Arbitral. 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 o suposto esquema de corrupção envolvendo a Petrobras e a "Sete". Após audiência realizada em 31 de janeiro de 2017, perante a Corte Federal de Washington D.C., EUA, aguarda-se a decisão daquela Corte com relação à defesa preliminar apresentada pela Petrobras ( <i>motion to dismiss</i> ).	5.358
<b>Autor:</b> Refinaria de Petróleo de Manguinhos S.A.	
4) Ação de indenização na qual busca ressarcimento pelos danos causados por uma suposta conduta anticoncorrencial na venda de gasolina, diesel e GLP no mercado interno. Situação atual: A questão envolve processo em fase judicial, no qual a companhia foi condenada em 1º instância. A companhia tem buscado assegurar os seus direitos, sendo certo que o CADE já analisou o tema e decidiu pela ausência de postura anticoncorrencial da companhia	1.875
<b>Autor:</b> Vantage Deepwater Company e Vantage Deepwater Drilling Inc.	
5) Arbitragem nos Estados Unidos sobre rescisão unilateral de contrato de prestação de serviço de perfuração vinculado ao navio-sonda Titanium Explorer. Situação atual: O painel arbitral foi constituído.	1.304
6) Processos diversos de natureza cível	9.024
<b>Total de processos de natureza cível</b>	<b>29.491</b>

Descrição dos processos de natureza ambiental	Estimativa
<b>Autor:</b> Ministério Público Federal, Ministério Público Estadual do Paraná, AMAR - Associação de Defesa do Meio Ambiente de Araucária, IAP - Instituto Ambiental do Paraná e IBAMA - Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis.	
1) Processo judicial que discute obrigatoriedade 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, interuseram recursos de apelação.	2.786
<b>Autor:</b> Instituto Brasileiro de Meio Ambiente - IBAMA e Ministério Público Federal.	
2) Processos administrativos decorrentes de multas ambientais relacionadas a operação de exploração e produção ( <i>upstream</i> ) impugnadas em virtude de divergência quanto à interpretação e aplicação de normas pelo IBAMA, bem como uma Ação Civil Pública movida pelo Ministério Público Federal por suposto dano ambiental em virtude do afundamento acidental da Plataforma P-36. Situação atual: Quanto às multas, algumas aguardam julgamento de defesa e recurso na esfera administrativa e outras já estão sendo discutidas judicialmente. E no que toca à ação civil pública, a companhia recorreu da sentença que lhe foi desfavorável no juízo de primeiro grau e acompanha o trâmite do recurso que será julgado pelo Tribunal Regional Federal.	1.439
3) Processos diversos de natureza ambiental	2.854
<b>Total de processos de natureza ambiental</b>	<b>7.079</b>

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

Entre 8 de dezembro de 2014 e 7 de janeiro de 2015, cinco ações coletivas (*class actions*) foram propostas contra a companhia perante a Corte Federal para o Distrito Sul de Nova Iorque, nos Estados Unidos (United States District Court for the Southern District of New York). Estas ações foram consolidadas em 17 de fevereiro de 2015 ("Ação Coletiva Consolidada"). A Corte designou um autor líder, Universities Superannuation Scheme Limited ("USS"), em 4 de março de 2015, que apresentou, junto com dois outros autores (Union Asset Management Holding AG e Employees' Retirement System of the State of Hawaii), petição inicial consolidada em 27 de março de 2015, pretendendo representar investidores que:

- adquiriram valores mobiliários da Petrobras negociados na Bolsa de Nova Iorque ou por meio de outras transações ocorridas nos Estados Unidos da América entre 22 de janeiro de 2010 e 19 de março de 2015 (o "Período da Classe") e que sofreram perdas;
- adquiriram as Notes emitidas em 2012, de acordo com o registro da Petrobras para emissão de valores mobiliários no mercado americano atualizado em 2009, ou as Notes emitidas em 2013 ou as Notes emitidas em 2014, de acordo com o registro da Petrobras para emissão de valores mobiliários no mercado americano atualizado em 2012, dentro do Período da Classe e que sofreram perdas; e
- adquiriram valores mobiliários da Petrobras no Brasil durante o Período da Classe e que também adquiriram valores mobiliários da Petrobras negociados na Bolsa de Nova Iorque ou por meio de outras transações ocorridas nos Estados Unidos da América no mesmo período.

O autor líder da ação coletiva consolidada alega que a companhia, através de fatos relevantes, comunicados e outras informações arquivadas na 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 contábeis e as políticas anticorrupção da companhia, em função de denúncias de corrupção com relação a determinados contratos, o que teria supostamente elevado artificialmente o preço dos valores mobiliários da Petrobras.

Em 17 de abril de 2015, a Petrobras, sua controlada Petrobras Global Finance BV ("PGF") e os Bancos subscritores de ofertas públicas de títulos ("Bancos Subscritores") apresentaram *Motion to Dismiss*, uma defesa em que são apresentados argumentos jurídicos requerendo a extinção sumária do processo.

Em 9 de julho de 2015, o Juiz emitiu decisão sobre a *Motion to Dismiss*, acolhendo parcialmente os argumentos da companhia. O Juiz reconheceu, dentre outros pontos, que os pedidos relacionados à emissão de certos títulos de dívida realizada nos EUA em 2012 com base no *Securities Act* de 1933 estão prescritos e que os pedidos relativos aos valores mobiliários adquiridos no Brasil estão sujeitos à resolução por arbitragem, conforme previsto no Estatuto Social da Petrobras. O Juiz rejeitou os outros argumentos apresentados na *Motion to Dismiss* e, com base nesta decisão, a Ação Coletiva Consolidada continuou quanto aos demais pleitos.

Conforme autorizado pelo Juiz, foram apresentadas novas petições consolidadas em 16 de julho de 2015, 1º de setembro de 2015 e 30 de novembro de 2015. Essas duas últimas foram apresentadas pelo autor líder, Union, Hawaii e outro autor, North Carolina Department of State Treasurer, contendo os pleitos da Ação Coletiva Consolidada que não foram rejeitados ou que o Juiz autorizou fossem reformulados em sua decisão de 9 de julho de 2015. Essa petição consolidada também estende o período da classe até 28 de julho de 2015, além de incluir a Petrobras America Inc. ("PAI") como ré.

Em 1º de outubro de 2015 e em 7 de dezembro de 2015, a Petrobras, PGF, PAI e os Bancos Subscritores apresentaram *Motion to Dismiss* contra a terceira e a quarta petição consolidada, respectivamente.

Em 20 de dezembro de 2015, o Juiz emitiu decisão sobre essa *Motion to Dismiss* contra a terceira e a quarta petição consolidada, acolhendo parcialmente os argumentos da companhia. Dentre outras decisões, o Juiz rejeitou os pleitos dos autores da petição consolidada baseados na aquisição de títulos emitidos pela companhia quando não conseguiram provar que foram adquiridos em transações ocorridas nos EUA. O Juiz também rejeitou pleitos baseados no *Securities Act* de 1933 em relação a certas aquisições quando os autores não conseguiram demonstrar que se basearam nas informações divulgadas pela Petrobras. Já que outros argumentos da *Motion to Dismiss* foram rejeitados, a Ação Coletiva Consolidada continuou quanto aos demais pleitos.

Em 15 de outubro de 2015, os autores requereram a certificação de classe para a Ação Coletiva Consolidada e, em 6 de novembro de 2015, a Petrobras, PGF, PAI e os Bancos Subscritores impugnaram tal requerimento. Em 2 de fevereiro de 2016, o Juiz acolheu o pedido de certificação de classe, determinando que os representantes da classe de investidores cujos pleitos se baseiam no Securities Act serão os autores Employees' Retirement System of the State of Hawaii e North Carolina Department of State Treasurer e o representante da classe dos investidores cujos pleitos se baseiam no Exchange Act será o autor Universities Superannuation Scheme Limited. Em 15 de junho de 2016, a Corte Federal de Apelações (United States Court of Appeals for the Second Circuit) aceitou o pedido da Petrobras de recorrer da decisão que acolheu a certificação de classe. Como resultado da aceitação do recurso, Petrobras e as outras rés requereram ao Juiz que suspendesse a ação coletiva e as ações individuais (descritas abaixo) até que a Corte Federal de Apelações julgue o recurso. Embora, em 24 de junho de 2016, o Juiz tenha negado o pedido de suspensão, a solicitação dos réus foi acolhida, em 2 de agosto de 2016, pela Corte Federal de Apelações e o processo está atualmente suspenso até o julgamento do recurso. Em 2 de novembro de 2016, foram realizadas sustentações orais sobre o recurso perante a Corte Federal de Apelações.

Embora em 27 de junho de 2016, as partes tenham apresentado pedido de julgamento sumário, os procedimentos do mesmo estão suspensos, conforme decisão da Corte federal de Apelações (United States Court of Appeals for the Second Circuit).

Adicionalmente à Ação Coletiva Consolidada, até a presente data, trinta e três ações (seis delas suspensas) foram propostas por investidores individuais perante a mesma Corte Federal para o Distrito Sul de Nova Iorque nos Estados Unidos (Southern District of New York) com alegações similares àquelas apresentadas na ação coletiva. Em 21 de agosto de 2015, a Petrobras, a PGF e os Bancos subscritores de ofertas públicas de títulos da PGF apresentaram *Motion to Dismiss* contra algumas ações individuais e, em 15 de outubro de 2015, o Juiz acolheu parcialmente essa defesa. O Juiz reconheceu, dentre outros pontos, a prescrição de certos pleitos baseados no Exchange Act, no *Securities Act*, e em legislações estaduais. O Juiz rejeitou os outros argumentos apresentados na *Motion to Dismiss* e, essas ações seguiram. Além disso, uma ação semelhante foi apresentada por investidores individuais no Distrito Leste da Pensilvânia.

Na ação do Distrito Leste da Pensilvânia, a Petrobras e a PGF apresentaram *Motion to Dismiss* em 13 de maio de 2016 e, em 1º de novembro de 2016, o Juiz negou os pedidos. Em 26 de janeiro de 2017, o Juiz determinou um cronograma para a fase probatória (*discovery*) e as petições dispositivas, com a audiência de pré-julgamento marcada para 05 de janeiro de 2018.

Em 31 de outubro de 2015, o Juiz determinou que a Ação Coletiva Consolidada e as ações individuais de sua competência ajuizadas em Nova Iorque serão resolvidas em um único julgamento que deverá durar no máximo oito semanas. Em 5 de novembro de 2015, o Juiz determinou que a audiência de julgamento começaria no dia 19 de setembro de 2016, no entanto, o julgamento está suspenso em razão da decisão de 2 de agosto de 2016 da Corte Federal de Apelações.

Em 18 de novembro de 2015, o Juiz determinou que qualquer ação individual apresentada após 31 de dezembro de 2015 será suspensa para todos os efeitos até o encerramento do julgamento previsto.

Em 21 de outubro de 2016, o Conselho de Administração aprovou acordos para encerrar quatro ações individuais: Dodge & Cox Int'l Stock Fund, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, et al., No. 15-cv-10111 (JSR); Janus Overseas Fund, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, et al., No. 15-cv-10086 (JSR); PIMCO Funds: PIMCO Total Return Fund, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, et al., No. 15-cv-08192 (JSR); Al Shams Investments Ltd. v. Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, et al., No. 15-cv-6243 (JSR). Os termos dos acordos são confidenciais.



Em 23 de novembro de 2016, o Conselho de Administração aprovou acordos para encerrar outras onze ações individuais: Ohio Public Employees Retirement System v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., No. 15-cv-03887 (JSR); Abbey Life Assurance Company Limited, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., No. 15-cv-6661 (JSR); Aberdeen Emerging Markets Fund, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., 15-cv- Civ. 3860 (JSR); Aberdeen Latin American Income Fund Limited, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., 15-cv- Civ. 4043 (JSR); Delaware Enhanced Global Dividend and Income Fund, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., 15 Civ. 404315-cv-6643 (JSR); Dimensional Emerging Markets Value Fund, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., 15 –cv- 02165 (JSR); Manning & Napier Advisors, LLC, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, No. 15-cv-10159 (JSR); Russell Investment Company, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, No. 15-cv-07605 (JSR); Skagen AS, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., No.15-cv-2214 (JSR); State of Alaska Department of Revenue, Treasury Division, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, No. 15-cv-8995 (JSR); State Street Cayman Trust Co., Ltd., v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, No. 15-cv-10158 (JSR).

Em 24 de fevereiro de 2017, o Conselho de Administração aprovou acordos para encerrar outras quatro ações individuais: New York City Employees Retirement System, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras et al., No. 15-cv-2192 (JSR), Transamerica Income Shares, Inc., et al v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., No. 15-cv-3373 (JSR), Internationale Kapitalanlagegesellschaft mbH v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., No. 15-cv-6618 (JSR) e Lord Abbett Investment Trust – Lord Abbett Short Duration Income Fund, et al v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., No. 15-cv-7615 (JSR).

Para refletir os acordos celebrados, assim como as negociações em curso com outros autores, a companhia reconheceu no resultado do exercício de 2016 o montante de R\$ 1.215 (US\$ 372 milhões). Esses acordos, cujos termos são confidenciais, não constituem qualquer reconhecimento de responsabilidade por parte da Petrobras, que continuará se defendendo firmemente nas demais ações em andamento tendo como objetivo eliminar incertezas, ônus e custos associados à continuidade dessas disputas.

A Ação Coletiva Consolidada e as ações individuais ainda estão em tramitação. Essas ações envolvem questões bastante complexas, sujeitas a incertezas substanciais e que dependem de fatores como: ineditismo de teses jurídicas, o cronograma definido pela corte, o tempo das decisões judiciais, a obtenção de provas em poder de terceiros ou oponentes, a decisão da corte em questões chave, análises de peritos e a possibilidade de as partes, de boa-fé, negociarem um potencial acordo.

Além disso, as pretensões formuladas são amplas, abrangem vários anos e envolvem uma diversidade de atividades. As incertezas inerentes a todas estas questões afetam o montante e o tempo da decisão final destas ações. Como resultado, a companhia não é capaz de produzir uma estimativa confiável da potencial perda na Ação Coletiva Consolidada e nas ações individuais para as quais não foi reconhecida provisão.

A depender do desfecho do caso, 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.

A companhia contratou um escritório de advocacia norte-americano especializado para se defender em relação às alegações feitas nessas ações.

## **30.5. Contingências Ativas**

### **30.5.1. 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:

i) PIS: fevereiro de 1999 e novembro de 2002; e



ii) COFINS: fevereiro de 1999 a janeiro de 2004.

Até o exercício de 2014 foram reconhecidos pela corte os direitos à recuperação de forma definitiva dos valores pagos a título de PIS/COFINS nos períodos acima. Atualmente, os referidos processos estão em fase de liquidação judicial.

Em 31 de dezembro de 2016, a companhia possui registrados em outros ativos realizáveis a longo prazo, atualizado monetariamente, o montante de R\$ 3.193 em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 2.960 em 31 de dezembro de 2015) referente a PIS e COFINS.

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

Em 31 de dezembro de 2016, o valor total do Contrato GSA (Gas Supply Agreement), entre Petrobras e a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPF, para o período de 2017 a 2019 é de aproximadamente 32,94 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural equivalente a 30,08 milhões de m<sup>3</sup> por dia, que corresponde a um valor total estimado de US\$ 4,68 bilhões.

### **32. 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\$ 7.965 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, permanecendo em vigor R\$ 3.231 líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, R\$ 2.598 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e R\$ 633 referem-se a garantias bancárias.

### **33. 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. 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 2016, 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:

	Posição patrimonial consolidada				Vencimento
	Valor nocional		Valor Justo		
			Posição Ativa (Passiva)		
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	
<b>Derivativos não designados como Hedge</b>					
Contratos Futuros <sup>(*)</sup>	(1.866)	(5.694)	(25)	149	
Compra/Petróleo e Derivados	88.303	53.735	-	-	2017
Venda/Petróleo e Derivados	(90.169)	(59.429)	-	-	2017
Contratos de Opções <sup>(*)</sup>	120	123	-	38	
Compra/Petróleo e Derivados	-	-	-	-	2017
Venda/Petróleo e Derivados	120	123	-	38	2017
Contratos a Termo			1	24	
Compra/Câmbio (BRL/USD) <sup>(**)</sup>	US\$ 0	US\$ 217	-	23	-
Venda/Câmbio (BRL/USD) <sup>(**)</sup>	US\$ 15	US\$ 50	1	1	2017
<b>Derivativos designados como Hedge</b>					
SWAP			(34)	(130)	-
Câmbio - <i>cross currency swap</i> <sup>(**)</sup>	US\$ 0	US\$ 298	-	(62)	2016
Juros - Libor/taxa fixa <sup>(**)</sup>	US\$ 371	US\$ 396	(34)	(68)	2019
<b>Total reconhecido no Balanço Patrimonial</b>			<b>(58)</b>	<b>81</b>	

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

<sup>(\*\*)</sup> Valores em US\$ representam milhões de dólares.

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no resultado do exercício (*)		Ganho/(Perda) reconhecido(a) no patrimônio líquido (**)		Garantias dadas como colaterais	
	2016	2015	2016	2015	31.12.2016	31.12.2015
	Derivativos de <i>commodities</i>	(169)	927	-	-	180
Derivativos de moeda	(181)	90	21	30	-	-
Derivativos de juros	(24)	(31)	9	5	-	-
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações <sup>(***)</sup>	(374)	986	30	35	180	36
Total	(9.935)	(7.088)	50.262	(61.651)	-	-
<b>Total</b>	<b>(10.309)</b>	<b>(6.102)</b>	<b>50.292</b>	<b>(61.616)</b>	<b>180</b>	<b>36</b>

<sup>(\*)</sup> Valores reconhecidos como resultado financeiro no período.

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

<sup>(\*\*\*)</sup> Utilizando instrumentos financeiros não derivativos, conforme nota explicativa 33.2.

A análise de sensibilidade do valor dos instrumentos financeiros derivativos com relação aos diferentes tipos de risco de mercado em 31 de dezembro de 2016 é apresentada a seguir:

Operações	Risco	Consolidado		
		Cenário Provável <sup>(*)</sup>	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
<b>Derivativos não designados como Hedge</b>				
Contratos Futuros	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	-	(221)	(442)
Contratos a Termo	Câmbio - Desvalorização do BRL frente ao USD	-	12	25
Opções	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	-	-	-
		-	(209)	(417)
<b>Derivativos designados como Hedge</b>				
SWAP		10	(3)	(7)
Dívida	Juros - Alta da taxa LIBOR	(10)	3	7
Efeito Líquido		-	-	-

<sup>(\*)</sup> Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Preços de Petróleo e Derivados: valor justo em 31/12/2016 / Real x Dólar - desvalorização do real em 0,6% / Iene x Dólar - valorização do iene em 1,5% / Curva Futura de LIBOR - aumento de 0,27% ao longo da curva. Fonte: Focus e Bloomberg

### 33.1. Gerenciamento de risco de preços de petróleo e derivados

A Petrobras mantém, preferencialmente, a exposição ao ciclo de preços, evitando utilizar derivativos para proteger operações de compra ou venda de mercadorias cujo objetivo seja atender suas necessidades operacionais. As operações com derivativos existentes referem-se, usualmente, à proteção dos resultados esperados de transações comerciais de curto prazo.

### 33.2. 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, em situações que não sejam de curtíssimo prazo, 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, a gestão de riscos financeiros envolve, preferencialmente, a adoção de ações estruturais, ou seja, utilizando proteções naturais, muitas vezes derivadas dos negócios da Petrobras.

A estratégia de gerenciamento de riscos cambiais pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para minimizar a 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 descrita anteriormente, a companhia designa relações de *hedge* entre “exportações futuras altamente prováveis” (item protegido) e parcelas de certas obrigações em dólares norte-americanos (instrumentos de proteção), de forma que os efeitos cambiais de ambos sejam reconhecidos ao mesmo momento na demonstração de resultado.

Parcelas dos saldos de principal e juros de dívidas (instrumentos financeiros não derivativos), bem como contratos de câmbio a termo foram designados como instrumentos de proteção. Os derivativos vencidos no decorrer do período foram substituídos por saldos de principal e juros de 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, para uma parcela de “exportações futuras altamente prováveis” de cada mês foi designada uma relação de *hedge* individual, protegida por uma parcela do endividamento. A companhia considera como “exportações futuras altamente prováveis” apenas uma parte do total de suas exportações previstas.

Caso as exportações 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 designadas em relação de *hedge* deixem de ser previstas. Nesses casos, a variação cambial, referente às dívidas que excederam o total de exportações previstas, acumulada no patrimônio líquido até a data da revogação, é reclassificada imediatamente para o resultado.

No decorrer de 2016, exportações designadas em relação de *hedge* para alguns meses deste ano 2016 deixaram de ser previstas e realizadas, implicando na revogação da relação de *hedge* e na reclassificação da variação cambial acumulada no patrimônio líquido para o resultado. Essa parcela de variação cambial de R\$ 1.116, foi reconhecida no resultado principalmente em função do recuo nos preços de petróleo.

Os valores dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2016, 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 3,2591, são apresentados a seguir:

Instrumento de <i>hedge</i>	Objeto de <i>hedge</i>	Tipo de risco protegido	Período de proteção	Valor dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2016	
				Valor principal (US\$ milhões)	R\$
Instrumentos financeiros não derivativos (dívidas e juros)	Parte das exportações mensais futuras altamente prováveis	Cambial - taxa spot R\$ x US\$	Janeiro de 2017 a Março de 2027	61.763	201.292

Movimentação do valor de referência (principal e juros)	US\$ milhões	R\$
Designação em 31 de dezembro de 2015	61.520	240.222
Novas designações, revogações e redesignações	23.275	79.211
Realização por exportações	(2.621)	(9.074)
Amortização de endividamento	(20.411)	(68.740)
Variação Cambial	-	(40.327)
Valor em 31 de dezembro de 2016	61.763	201.292

A relação entre dívidas designadas em relações de *hedge* e exportações futuras altamente prováveis segue a seguinte distribuição no tempo:

Valor protegido/Exportações futuras altamente prováveis (%)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 a 2027	Consolidado Média
		73	61	66	73	86	88	74	62

A seguir é apresentada a movimentação da variação cambial acumulada em outros resultados abrangentes em 31 de dezembro de 2016, a ser realizada pelas exportações:

	Variação cambial	Efeito tributário	Total
Saldo em 1 de janeiro de 2015	(26.669)	9.067	(17.602)
Reconhecido no patrimônio líquido	(68.739)	23.371	(45.368)
Transferido para resultado por realização	6.889	(2.342)	4.547
Transferido para resultado por exportações previstas que deixaram de ser esperadas/realizadas	199	(68)	131
Saldo em 31 de dezembro de 2015	(88.320)	30.028	(58.292)
Reconhecido no patrimônio líquido	40.327	(13.711)	26.616
Transferido para resultado por realização	8.819	(2.998)	5.821
Transferido para resultado por exportações previstas que deixaram de ser esperadas/realizadas	1.116	(380)	736
Saldo em 31 de dezembro de 2016	(38.058)	12.939	(25.119)

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 2017-2021, indicaria a necessidade de reclassificação de aproximadamente R\$ 100 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 2016 é demonstrada a seguir:

									Consolidado
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 a 2027	Total
Expectativa de realização	(10.490)	(10.388)	(7.021)	(5.117)	(4.329)	(4.950)	(2.266)	6.503	(38.058)

### b) Hedge de fluxo de caixa envolvendo contratos de swap - Iene x Dólar

A operação de hedge denominada *cross currency swap*, que tinha a finalidade de fixar em dólares norte-americanos os custos relacionados a *Bonds* emitidos em ienes, foi encerrada em 23 de setembro de 2016. A relação entre o derivativo e o empréstimo também era designada como hedge de fluxo de caixa.

### c) Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial

O cenário considerado provável e referenciado por fonte externa, além dos cenários possível e remoto que consideram valorização do câmbio (risco) em 25% e 50%, respectivamente, à exceção dos saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de controladas no exterior, quando realizados em moeda equivalente às suas respectivas moedas funcionais, estão descritos a seguir:

Instrumentos	Exposição em 31.12.2016	Risco	Consolidado		
			Cenário Provável (*)	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Ativos	13.523		87	3.381	6.762
Passivos	(212.413)	Dólar / Real	(1.362)	(53.103)	(106.207)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	201.292		1.291	50.323	100.646
	2.402		16	601	1.201
Passivos	(599)	Iene / Dólar	(9)	(150)	(300)
	(599)		(9)	(150)	(300)
Ativos	14	Euro / Real	-	4	7
Passivos	(163)		1	(41)	(82)
	(149)		1	(37)	(75)
Ativos	22.097	Euro / Dólar	(316)	5.524	11.049
Passivos	(43.550)		623	(10.888)	(21.775)
	(21.453)		307	(5.364)	(10.726)
Ativos	7	Libra / Real	-	2	4
Passivos	(63)		1	(16)	(32)
	(56)		1	(14)	(28)
Ativos	8.662	Libra / Dólar	(201)	2.166	4.331
Passivos	(14.743)		341	(3.686)	(7.372)
	(6.081)		140	(1.520)	(3.041)
<b>Total</b>	<b>(25.936)</b>		<b>456</b>	<b>(6.484)</b>	<b>(12.969)</b>

(\*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Real x Dólar - desvalorização do real em 0,6% / Iene x Dólar - valorização do iene em 1,5% / Euro x Dólar - desvalorização do euro em 1,4% / Libra x Dólar - desvalorização da libra em 2,3% / Real x Euro - valorização do real em 0,8% / Real x Libra - valorização do real em 1,7%. Fonte: Focus e Bloomberg.

## 33.3. 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.

## 33.4. 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, além de recursos obtidos através de empréstimos e emissões de títulos no mercado de capitais internacional.

Em linha com as premissas estabelecidas no Plano de Negócios e Gestão 2017-2021, não há necessidade de novas captações líquidas para o biênio 2017-2018. Contudo, a empresa continuará avaliando novas oportunidades de *funding* de acordo com a sua estratégia 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. Atualmente, o prazo médio de amortização encontra-se em torno de sete anos.

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. 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	
	31.12.2016	31.12.2015
Endividamento total	385.784	493.023
Caixa e equivalentes de Caixa	69.108	97.845
Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> (vencimento superior a 3 meses)	2.556	3.042
Endividamento líquido	314.120	392.136
Endividamento líquido/(endividamento líquido+patrimônio líquido)	55%	60%
EBITDA ajustado	88.693	76.752
Índice de endividamento líquido/EBITDA ajustado	3,54	5,11

O plano de parcerias e desinvestimentos para o biênio 2017-2018, no valor total de US\$ 21 bilhões, faz parte do planejamento financeiro da companhia que visa à redução da alavancagem mensurada através do índice de endividamento líquido/EBITDA ajustado para 2,5 em 2018, preservação do caixa e concentração nos investimentos prioritários, notadamente de produção de óleo e gás no Brasil em áreas de elevada produtividade e retorno.

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 4.12.

### 33.5. 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.

### 33.5.1. 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 regularmente 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:

	Consolidado			
	Caixa e equivalentes de caixa		Títulos e valores mobiliários	
	2016	2015	2016	2015
AAA	17.004	-	-	-
AA	24	2.214	-	-
A	37.064	73.986	-	-
BBB	138	14.063	-	260
BB	9.107	653	-	-
B	32	29	-	-
AAA.br	1.217	6.590	2.848	3.043
AA.br	4.463	42	1	-
Outras classificações	59	268	-	86
	69.108	97.845	2.849	3.389

### 33.6. 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, desenvolvendo uma forte presença no mercado de capitais e buscando novas fontes de financiamento (novos produtos de captação de recursos e em novos mercados), além da utilização de recursos oriundos do programa de desinvestimento.

Até o final do 4º trimestre de 2016, a companhia utilizou as fontes tradicionais de financiamento (*Export Credit Agencies* – ECAs, mercado bancário, mercado de capitais e bancos de desenvolvimento) para captar os recursos necessários para a rolagem da dívida e financiamento dos nossos investimentos. Foram realizadas captações de aproximadamente US\$ 18,8 bilhões em operações de financiamento/empréstimos de longo prazo, principalmente no mercado de capitais internacionais. Com os recursos captados foram realizadas recompras de títulos no mercado de capitais internacional, além de pagamento antecipado de operações com o BNDES e rolagem de operações de dívidas que totalizaram US\$ 17,9 bilhões.

Em dezembro de 2016, foi captado junto ao China Development Bank – CDB um financiamento no valor de US\$ 5 bilhões, com prazo final para pagamento em 10 anos.

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

Vencimento							Consolidado	
	2017	2018	2019	2020	2021	2022 em diante	31.12.2016	31.12.2015
Principal	28.711	36.929	68.765	53.735	61.606	140.481	390.227	497.289
Juros	23.353	21.749	19.123	14.739	10.456	100.932	190.352	230.531
<b>Total</b>	<b>52.064</b>	<b>58.678</b>	<b>87.888</b>	<b>68.474</b>	<b>72.062</b>	<b>241.413</b>	<b>580.579</b>	<b>727.820</b>

### 33.7. Seguros (não auditado)

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 (US\$ 25 milhões em 31 de dezembro de 2015).

Tendo como base o histórico da sinistralidade do Sistema Petrobras, a mudança na política de retenção de risco, com elevação do nível de franquia, foi feita com o objetivo de obter benefícios econômicos para a companhia, notadamente por meio da redução dos prêmios de seguro.

As premissas de risco adotadas não fazem parte do escopo de uma auditoria de demonstrações contábeis. Conseqüentemente, não foram examinadas pelos nossos auditores independentes.

As informações principais sobre a cobertura de seguros vigente em 31 de dezembro de 2016 estão abaixo demonstradas:

Ativo	Tipos de cobertura	Importância segurada	
		Consolidado	Controladora
Instalações, equipamentos e produtos em estoque Navios-tanque e embarcações auxiliares Plataformas fixas, sistemas flutuantes de produção e unidades de perfuração marítimas	Incêndio, riscos operacionais e riscos de engenharia	522.758	367.171
	Cascos	13.233	1.562
	Riscos de petróleo	107.502	20.143
<b>Total</b>		<b>643.493</b>	<b>388.876</b>

A Petrobras não faz seguros de lucros cessantes, controle de poços (operações no Brasil), automóveis e da malha de dutos no Brasil.

### 34. 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:

- 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			
	Nível I	Nível II	Nível III	Total do valor justo contabilizado
<b>Ativos</b>				
Títulos e valores mobiliários	2.557	-	-	2.557
Derivativos de Moeda Estrangeira	-	1	-	1
Saldo em 31 de dezembro de 2016	2.557	1	-	2.558
Saldo em 31 de dezembro de 2015	3.255	24	-	3.279
<b>Passivos</b>				
Derivativos de commodities	(25)	-	-	(25)
Derivativos de Juros	-	(34)	-	(34)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	(25)	(34)	-	(59)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	-	(130)	-	(130)

Não há transferências relevantes entre os níveis.

Em 31 de dezembro de 2016, o valor justo estimado para os financiamentos de longo prazo da companhia, calculado a taxas de mercado vigentes, é apresentado na nota explicativa 17.1.

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.

## 35. Eventos subsequentes

### Oferta de títulos no mercado de capitais internacional (Global Notes)

Em 17 de janeiro de 2017, a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Finance B.V. (PGF), concluiu a oferta de títulos no mercado de capitais internacional (Global Notes) no valor de US\$ 4 bilhões, dos quais US\$ 2,0 bilhões possuem vencimentos em 2022 e taxa de 6,125% a.a. e US\$ 2,0 bilhões em 2027, a taxa de 7,375% a.a.

A PGF usou os recursos líquidos da venda dos títulos para recomprar títulos antigos validamente entregues e aceitos para recompra (*Tender Offer*). A oferta expirou no dia 08 de Fevereiro de 2017, quando foram aceitos volumes equivalentes a US\$ 4.899 milhões e € 632 milhões de acordo com o Limite de Recompra previamente estabelecido.

### Ação Judicial na Holanda

Em 24 de janeiro de 2017, a Stichting Petrobras Compensation Foundation ("Fundação") ajuizou ação judicial perante o Tribunal de Roterdã (Rechtbank Rotterdam), na Holanda, contra a Petrobras International Braspetro B.V. ("PIBBV") e Petrobras Global Finance B.V. ("PGF"), subsidiárias integrais da Petrobras,.

A Fundação representa um grupo indeterminado de investidores, cuja pretensão está relacionada a alegados danos, ocorridos ou futuros, que seriam resultado dos esquemas de fraude e suborno perpetrados contra a companhia. Estes investidores adquiriram ações ou títulos, antes de 28 de julho de 2015, emitidos por entidades da Petrobras fora dos Estados Unidos.

A Petrobras ainda não foi citada para apresentar defesa, mas informa que adotará todas as medidas necessárias em prol dos seus interesses e de seus investidores.

### Operações com derivativos

Durante o primeiro trimestre de 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, decorrente do *bond* nessa moeda, no valor nominal de GBP 700 milhões e com vencimento em dezembro de 2026.

### Ofício CVM sobre Contabilidade de Hedge

A companhia recebeu, em 03 de março de 2017, o Ofício nº 30/2017/CVM/SEP/GEA-5 ("Ofício"), por meio do qual a área técnica da CVM determinou "o refazimento, a reapresentação e a republicação das demonstrações financeiras anuais completas datas-base 31/12/2013, 31/12/2014 e 31/12/2015, e refazimento e reapresentação dos respectivos Formulários DFP, bem como o refazimento e reapresentação dos Formulários ITR apresentados no curso dos exercícios sociais de 2013 (2º e 3º), 2014, 2015 e 2016, contemplando os estornos dos efeitos contábeis reconhecidos decorrentes da aplicação da contabilidade de *hedge*".

Nos termos da Deliberação CVM nº 463/03, a Petrobras interpôs recurso perante a Autarquia em 17 de março de 2017.



## Balço Social (continuação)

	<b>Consolidado</b>	
	<b>2016</b>	<b>2015</b>
<b>5- Indicadores do Corpo Funcional</b>		
Número de empregados(as) ao final do período	68.829	78.470
Número de admissões durante o período (II)	2.108	804
Número de empregados(as) de empresas prestadoras de serviços (III)	117.555	158.076
Número de estagiários(as) (IV)	765	1.438
Número de empregados(as) acima de 45 anos (V)	27.123	31.268
Número de mulheres que trabalham na empresa (V)	12.030	13.695
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres (V)	14,5%	15,3%
Número de negros(as) que trabalham na empresa (VI)	18.193	20.098
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as) (VII)	20,8%	25,3%
Número de empregados com deficiência (VIII)	441	444

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

	<b>2016</b>		<b>Metas 2017</b>			
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa (IX)	30,0		-			
Número total de acidentes de trabalho (X)	1.847		1.786			
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) direção	(X) direção e gerências empregados(as)	( ) direção	(X) direção e gerências empregados(as)	( ) todos(as)	
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	(X) direção e gerências empregados(as)	( ) todos(as)	( ) todos(as) + Cipa	(X) direção e gerências 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	( ) não se envolverá	( ) seguirá as normas da OIT	(X) incentivar e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências empregados(as)	(X) todos(as)	( ) direção	( ) direção e gerências empregados(as)	(X) todos(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências empregados(as)	(X) todos(as)	( ) direção	( ) direção e gerências empregados(as)	(X) todos(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(X) são exigidos	( ) não serão considerados	( ) serão sugeridos	(X) serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) não se envolve	( ) apoia	(X) organiza e incentiva	( ) não se envolverá	( ) apoiará	(X) organizar e incentivar
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (XI)	na empresa 11.598	no Procon 34	na Justiça 57	na empresa 8.211	no Procon 0	na Justiça 20
Percentual de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 99,5%	no Procon 23,5%	na Justiça 7%	na empresa 97,7%	no Procon 0	na Justiça 15%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2016: 193.445		Em 2015: 169.931			
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	55% governo acionistas	18% colaboradores(as) 34% terceiros	0% -7% retido	65% governo acionistas	17% colaboradores(as) 39% terceiros	0% -21% retido

## 7 - Outras Informações

- I. O Limite de Alerta para resíduos em 2016 foi de 245 mil toneladas e o valor realizado no período foi de aproximadamente 132 mil toneladas.
  - II. Informações do Sistema Petrobras, que incluem admissões por processo seletivo público no Brasil e contratações diretas na Petrobras Controladora e em empresas controladas fora do Brasil.
  - III. Reflete apenas os empregados de empresas prestadoras de serviços que trabalham nas instalações da Petrobras.
  - IV. Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro, Termobahia e Gas Brasileiro. As demais controladas não possuem programas de estágio.
  - V. Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro, Liquigás, Araucária, Breitener Energética, Breitener Tambaqui, Breitener Jaraqui, Citepe, Gas Brasileiro, Suape, Stratura, TBG, Termobahia e Petrobras Biocombustível.
  - VI. Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro, Liquigás, Araucária, Breitener Energética, Breitener Tambaqui, Breitener Jaraqui, Citepe, Gas Brasileiro, Suape, Stratura, TBG, Termobahia e Petrobras Biocombustível que se autodeclararam negros (cor parda e preta).
  - VII. Do total dos cargos de chefia da Petrobras Controladora ocupados por empregados que informaram cor/raça, 20,8% são exercidos por pessoas que se autodeclararam negras (cor parda e preta).
  - VIII. Dados obtidos por meio dos registros internos de saúde a partir da autodeclaração do empregado e análise médica durante os exames ocupacionais.
  - IX. Informações da Petrobras Controladora.
  - X. Refere-se ao número de acidentados. Não há meta específica para o número total de acidentes de trabalho. O número apresentado para 2017 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.
  - XI. As informações na empresa incluem o quantitativo de reclamações e críticas recebidas em 2016 pela Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora e Liquigás. A previsão para 2017 inclui apenas Petrobras Controladora e Liquigás.
- (i) Composta por salários, vantagens, FGTS, INSS e demais benefícios a empregados.

## 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 2016, mantém atividades na América do Sul, que inclui Argentina, Colômbia e Bolívia; na América do Norte, que inclui o México e os Estados Unidos da América; e Turquia (outros). As informações apresentadas relativas a investidas por equivalência patrimonial se referem às operações da Petrobras Oil and Gas B.V. (PO&G) na África, com destaque para Nigéria, e de empresas na Venezuela atuantes em atividades de exploração e produção, nas quais a Petrobras possuía influência significativa até julho de 2016. Contudo, somente nos países Estados Unidos da América, Nigéria e Argentina, a companhia registra reservas.

### a) Custos capitalizados relativos às atividades de produção de petróleo e gás

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	África	Outros	Exterior Total		Total
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	9.162
Equipamentos de suporte	272.926	1.541	228	-	13	1.782	274.708	20
Custos capitalizados brutos	580.106	2.205	15.023	-	13	17.241	597.347	9.182
Depreciação, Depleção e Amortização	(181.213)	(1.134)	(6.247)	-	(13)	(7.394)	(188.607)	(3.796)
Custos capitalizados, líquidos	398.893	1.071	8.776	-	-	9.847	408.740	5.386
31 de dezembro de 2015								
Reservas de petróleo e gás não provadas	26.239	520	1.547	-	-	2.067	28.306	-
Reservas de petróleo e gás provadas	276.544	7.872	16.037	-	-	23.909	300.453	11.318
Equipamentos de suporte	276.972	4.164	256	-	16	4.436	281.408	345
Custos capitalizados brutos	579.755	12.556	17.840	-	16	30.412	610.167	11.663
Depreciação, Depleção e Amortização	(159.173)	(7.955)	(6.146)	-	(16)	(14.117)	(173.290)	(5.006)
Custos capitalizados, líquidos	420.582	4.601	11.694	-	-	16.295	436.877	6.657
31 de dezembro de 2014								
Reservas de petróleo e gás não provadas	24.698	192	1.788	-	-	1.980	26.678	24
Reservas de petróleo e gás provadas	256.376	5.332	11.281	-	-	16.613	272.989	12.065
Equipamentos de suporte	211.159	3.136	206	-	9	3.351	214.510	69
Custos capitalizados brutos	492.233	8.660	13.275	-	9	21.944	514.177	12.158
Depreciação, Depleção e Amortização	(124.020)	(4.656)	(3.383)	-	(9)	(8.048)	(132.068)	(4.831)
Custos capitalizados, líquidos	368.213	4.004	9.892	-	-	13.896	382.109	7.327

## 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	África	Outros	Exterior Total		
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
<b>Total</b>	<b>47.469</b>	<b>1.124</b>	<b>544</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>1.672</b>	<b>49.141</b>	<b>1.390</b>
31 de dezembro de 2015								
Custos de aquisição de áreas								
Provadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Não provadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Custos de exploração	9.989	179	275	-	-	454	10.443	34
Custos de desenvolvimento	47.906	1.486	1.310	-	-	2.796	50.702	1.420
<b>Total</b>	<b>57.895</b>	<b>1.665</b>	<b>1.585</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.250</b>	<b>61.145</b>	<b>1.454</b>
31 de dezembro de 2014								
Custos de aquisição de áreas								
Provadas	-	209	-	-	-	209	209	-
Não provadas	120	-	-	-	-	-	120	-
Custos de exploração	12.833	288	317	36	-	641	13.474	-
Custos de desenvolvimento	42.726	1.285	983	-	-	2.268	44.994	1.501
<b>Total</b>	<b>55.679</b>	<b>1.782</b>	<b>1.300</b>	<b>36</b>	<b>-</b>	<b>3.118</b>	<b>58.797</b>	<b>1.501</b>

## 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 2016, 2015 e 2014 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 Abastecimento 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.

	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Exterior		
						Total		
<b>31 de dezembro de 2016</b>								
Receitas operacionais líquidas								
Vendas a terceiros	2.363	776	1.948	-	-	2.724	5.087	1.165
Intersegmentos	109.101	1.845	-	-	-	1.845	110.946	96
	111.464	2.621	1.948	-	-	4.569	116.033	1.261
Custos de produção	(48.162)	(1.119)	(464)	-	-	(1.583)	(49.745)	(171)
Despesas de exploração	(5.533)	(115)	(404)	-	(4)	(523)	(6.056)	(13)
Depreciação, depleção e amortização	(34.958)	(349)	(1.150)	-	-	(1.499)	(36.457)	(520)
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)	(84)
Resultados antes dos impostos	7.252	273	(852)	-	73	(506)	6.746	473
Imposto de renda e contribuição social	(2.466)	(162)	(1)	-	45	(118)	(2.584)	(330)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	4.786	111	(853)	-	118	(624)	4.162	143
<b>31 de dezembro de 2015</b>								
Receitas operacionais líquidas								
Vendas a terceiros	2.076	1.002	1.949	-	-	2.951	5.027	1.853
Intersegmentos	108.846	3.225	-	-	-	3.225	112.071	62
	110.922	4.227	1.949	-	-	6.176	117.098	1.915
Custos de produção	(53.863)	(1.853)	(629)	-	-	(2.482)	(56.345)	(698)
Despesas de exploração	(5.262)	(66)	(1.139)	-	-	(1.205)	(6.467)	(110)
Depreciação, depleção e amortização	(24.735)	(1.005)	(823)	-	-	(1.828)	(26.563)	(624)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(35.739)	(796)	(1.757)	-	-	(2.553)	(38.292)	(1.077)
Outras despesas operacionais líquidas	(6.581)	182	(352)	-	(618)	(788)	(7.369)	(166)
Resultados antes dos impostos	(15.258)	689	(2.751)	-	(618)	(2.680)	(17.938)	(760)
Imposto de renda e contribuição social	5.188	(261)	5	-	53	(203)	4.985	(286)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	(10.070)	428	(2.746)	-	(565)	(2.883)	(12.953)	(1.046)
<b>31 de dezembro de 2014</b>								
Receitas operacionais líquidas								
Vendas a terceiros	1.190	1.975	2.144	-	-	4.119	5.309	1.578
Intersegmentos	152.515	2.903	-	-	-	2.903	155.418	3.279
	153.705	4.878	2.144	-	-	7.022	160.727	4.857
Custos de produção	(64.366)	(2.459)	(489)	-	-	(2.948)	(67.314)	(1.398)
Despesas de exploração	(6.720)	(69)	(308)	(38)	-	(415)	(7.135)	(675)
Depreciação, depleção e amortização	(18.091)	(852)	(1.208)	-	-	(2.060)	(20.151)	(421)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(5.665)	(230)	(4.183)	(16)	-	(4.429)	(10.094)	(180)
Outras despesas operacionais líquidas	(6.722)	2.610	(276)	6	279	2.619	(4.103)	(20)
Resultados antes dos impostos	52.141	3.878	(4.320)	(48)	279	(211)	51.930	2.163
Imposto de renda e contribuição social	(17.728)	(1.206)	(10)	-	41	(1.175)	(18.903)	(1.576)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	34.413	2.672	(4.330)	(48)	320	(1.386)	33.027	587

## d) Informações sobre reservas

As reservas provadas líquidas de petróleo e gás natural estimadas pela companhia e as correspondentes movimentações para os exercícios de 2016, 2015 e 2014 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas por profissionais de geologia especialistas da companhia, em conformidade com os conceitos de reservas definidos pela Securities and Exchange Commission.

Reservas provadas de petróleo e gás natural são os volumes de petróleo e gás natural que, mediante análise de dados geocientíficos e de engenharia, podem ser estimadas com certeza razoável como sendo, a partir de uma determinada data, economicamente recuperáveis de reservas conhecidas 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 certeza razoável da renovação, independentemente de serem usadas técnicas determinísticas ou probabilísticas nas estimativas. O empreendimento de extração dos hidrocarbonetos deve ter sido iniciado ou o operador deve ter razoável certeza de que o empreendimento será iniciado dentro de um prazo razoável.

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 as reservas, as estimativas das reservas estão sujeitas a ajustes 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

	América			Exterior			
	Óleo no Brasil	do Sul	América do Norte	África	Total de Óleo no Exterior	Óleo Sintético no Brasil	Total de todos os produtos
Reservas em 31.12.2013	10.658,4	166,0	123,1	-	289,2	8,8	10.956,4
Revisão de estimativas anteriores	629,3	(3,2)	5,3	-	2,1	0,2	631,6
Extensões e descobertas	267,7	3,0	1,6	-	4,6	-	272,3
Recuperação melhorada	-	0,5	-	-	0,5	-	0,5
Vendas de reservas	-	(104,4)	(0,1)	-	(104,5)	-	(104,5)
Aquisição de reservas	-	22,9	-	-	22,9	-	22,9
Produção no ano	(704,6)	(18,3)	(10,0)	-	(28,3)	(1,1)	(734,0)
<b>Reservas em 31.12.2014</b>	<b>10.850,9</b>	<b>66,5</b>	<b>119,9</b>	<b>-</b>	<b>186,5</b>	<b>7,9</b>	<b>11.045,1</b>
Revisão de estimativas anteriores	(1.968,9)	(3,5)	(18,1)	-	(21,6)	0,1	(1.990,4)
Extensões e descobertas	407,1	4,8	-	-	4,8	-	411,9
Recuperação melhorada	0,4	0,7	-	-	0,7	-	1,1
Vendas de reservas	(2,3)	(4,5)	-	-	(4,5)	-	(6,8)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(743,1)	(11,7)	(11,2)	-	(22,8)	(1,0)	(767,0)
<b>Reservas em 31.12.2015</b>	<b>8.544,1</b>	<b>52,3</b>	<b>90,6</b>	<b>-</b>	<b>142,9</b>	<b>6,9</b>	<b>8.693,9</b>
Revisão de estimativas anteriores	179,5	0,1	17,9	-	18,0	0,8	198,4
Extensões e descobertas	87,8	-	-	-	-	-	87,8
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
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)
<b>Reservas em 31.12.2016</b>	<b>8.063,0</b>	<b>0,8</b>	<b>96,4</b>	<b>-</b>	<b>97,3</b>	<b>6,8</b>	<b>8.167,1</b>

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas.



### Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Investidas por Equivalência Patrimonial

	Exterior				Óleo Sintético no Brasil	Total de todos os produtos
	Óleo no Brasil	América do Sul	América do Norte	África		
Reservas em 31.12.2013	-	21,2	-	63,2	84,5	84,5
Revisão de estimativas anteriores	-	(1,6)	-	0,5	(1,1)	(1,1)
Extensões e descobertas	-	-	-	-	-	-
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	-	-	-	-	-	-
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	-	(1,7)	-	(9,6)	(11,3)	(11,3)
<b>Reservas em 31.12.2014</b>	<b>-</b>	<b>18,0</b>	<b>-</b>	<b>54,1</b>	<b>72,1</b>	<b>72,1</b>
Revisão de estimativas anteriores	-	(2,2)	-	5,2	3,1	3,1
Extensões e descobertas	-	-	-	-	-	-
Recuperação melhorada	-	-	-	16,2	16,2	16,2
Vendas de reservas	-	-	-	-	-	-
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	-	(1,2)	-	(9,7)	(10,9)	(10,9)
<b>Reservas em 31.12.2015</b>	<b>-</b>	<b>14,6</b>	<b>-</b>	<b>65,8</b>	<b>80,4</b>	<b>80,4</b>
Revisão de estimativas anteriores	-	-	-	11,9	11,9	11,9
Extensões e descobertas	-	-	-	-	-	-
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	-	(14,1)	-	-	(14,1)	(14,1)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	-	(0,5)	-	(8,7)	(9,2)	(9,2)
<b>Reservas em 31.12.2016</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>69,0</b>	<b>69,0</b>	<b>69,0</b>

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Os quadro 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				Gás Sintético no Brasil	Total de todos os produtos	
	Gás natural no Brasil	América do Sul	América do Norte	África			Total de Gás natural no Exterior
Reservas em 31.12.2013	11.291,7	1.058,5	132,9	0,0	1.191,4	11,8	12.494,8
Revisão de estimativas anteriores	468,0	25,5	46,1	-	71,6	0,1	539,7
Extensões e descobertas	216,0	42,1	6,0	-	48,1	-	264,1
Recuperação melhorada	-	10,8	-	-	10,8	-	10,8
Vendas de reservas	-	(351,7)	(0,1)	-	(351,8)	-	(351,8)
Aquisição de reservas	-	47,1	-	-	47,1	-	47,1
Produção no ano	(805,4)	(101,5)	(4,9)	-	(106,4)	(1,4)	(913,2)
<b>Reservas em 31.12.2014</b>	<b>11.170,3</b>	<b>730,8</b>	<b>180,0</b>	<b>0,0</b>	<b>910,8</b>	<b>10,6</b>	<b>12.091,5</b>
Revisão de estimativas anteriores	(1.178,3)	16,8	(17,0)	-	(0,2)	0,2	(1.178,3)
Extensões e descobertas	417,6	74,6	-	-	74,6	-	492,2
Recuperação melhorada	0,2	27,7	-	-	27,7	-	27,9
Vendas de reservas	(1,3)	(90,2)	-	-	(90,2)	-	(91,5)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(820,8)	(79,2)	(24,5)	-	(103,7)	(1,4)	(925,9)
<b>Reservas em 31.12.2015</b>	<b>9.587,7</b>	<b>680,5</b>	<b>138,5</b>	<b>-</b>	<b>819,1</b>	<b>9,3</b>	<b>10.416,1</b>
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)
<b>Reservas em 31.12.2016</b>	<b>8.394,0</b>	<b>113,9</b>	<b>87,2</b>	<b>-</b>	<b>201,1</b>	<b>9,2</b>	<b>8.604,3</b>

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas.

### Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Investidas por Equivalência Patrimonial

	Gás natural no Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Exterior		Total de todos os produtos
					Total de Gás natural no Exterior	Gás Sintético no Brasil	
Reservas em 31.12.2013	-	41,3	-	20,6	61,9	-	61,9
Revisão de estimativas anteriores	-	(13,1)	-	(1,2)	(14,4)	-	(14,4)
Produção no ano	-	(0,6)	-	-	(0,6)	-	(0,6)
Reservas em 31.12.2014	-	27,6	-	19,3	46,9	-	46,9
Revisão de estimativas anteriores	-	(10,4)	-	(2,7)	(13,1)	-	(13,1)
Produção no ano	-	(0,3)	-	-	(0,3)	-	(0,3)
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

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

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 não consolidadas para 2016, 2015 e 2014:

### Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Consolidado

	Óleo equivalente no Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Exterior		Total de todos os produtos
					Total de óleo equivalente no Exterior	Óleo equivalente sintético no Brasil	
Reservas em 31.12.2013	12.540,4	342,5	145,4	-	487,9	10,7	13.039,0
Revisão de estimativas anteriores	707,3	1,1	13,0	-	14,1	0,2	721,6
Extensões e descobertas	303,7	10,0	2,6	-	12,6	-	316,3
Recuperação melhorada	-	2,3	-	-	2,3	-	2,3
Vendas de reservas	-	(163,0)	(0,1)	-	(163,1)	-	(163,1)
Aquisição de reservas	-	30,8	-	-	30,8	-	30,8
Produção no ano	(838,8)	(35,2)	(10,8)	-	(46,0)	(1,3)	(886,1)
Reservas em 31.12.2014	12.712,6	188,3	150,1	-	338,3	9,6	13.060,7
Revisão de estimativas anteriores	(2.165,3)	(0,7)	(20,9)	-	(21,6)	0,1	(2.187,1)
Extensões e descobertas	476,7	17,2	-	-	17,2	-	494,0
Recuperação melhorada	0,4	5,3	-	-	5,3	-	5,8
Vendas de reservas	(2,5)	(19,5)	-	-	(19,5)	-	(22,0)
Produção no ano	(879,9)	(24,9)	(15,3)	-	(40,2)	(1,3)	(921,3)
Reservas em 31.12.2015	10.142,1	165,7	113,7	-	279,4	8,5	10.430,0
Revisão de estimativas anteriores	100,2	3,9	14,7	-	18,6	1,0	119,8
Extensões e descobertas	103,2	-	-	-	-	-	103,2
Vendas de reservas	-	(151,9)	-	-	(151,9)	-	(151,9)
Aquisição de reservas	-	16,3	-	-	16,3	-	16,3
Produção no ano	(883,4)	(14,2)	(17,4)	-	(31,6)	(1,2)	(916,2)
Reservas em 31.12.2016	9.462,0	19,8	111,0	-	130,8	8,3	9.601,1

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas.

### Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Investidas por Equivalência Patrimonial

	Óleo equivalente no Brasil	América do Sul	América do Norte	Exterior		Óleo equivalente sintético no Brasil	Total de todos os produtos
				África	Total de óleo equivalente no Exterior		
Reservas em 31.12.2013	-	28,1	-	66,7	94,8	-	94,8
Revisão de estimativas anteriores	-	(3,7)	-	0,3	(3,5)	-	(3,5)
Produção no ano	-	(1,8)	-	(9,6)	(11,4)	-	(11,4)
Reservas em 31.12.2014	-	22,6	-	57,3	79,9	-	79,9
Revisão de estimativas anteriores	-	(3,9)	-	4,8	0,9	-	0,9
Recuperação melhorada	-	-	-	16,2	16,2	-	16,2
Produção no ano	-	(1,3)	-	(9,7)	(11,0)	-	(11,0)
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

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

### Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Consolidado e Investidas por Equivalência Patrimonial

	Óleo equivalente no Brasil	América do Sul	América do Norte	Exterior		Óleo equivalente sintético no Brasil	Total de todos os produtos
				África	Total de óleo equivalente no Exterior		
Reservas em 31.12.2013	12.540,4	370,6	145,4	66,7	582,7	10,7	13.133,8
Revisão de estimativas anteriores	707,3	(2,6)	13,0	0,3	10,6	0,2	718,1
Extensões e descobertas	303,7	10,0	2,6	-	12,6	-	316,3
Recuperação melhorada	-	2,3	-	-	2,3	-	2,3
Vendas de reservas	-	(163,0)	(0,1)	-	(163,1)	-	(163,1)
Aquisição de reservas	-	30,8	-	-	30,8	-	30,8
Produção no ano	(838,8)	(37,0)	(10,8)	(9,6)	(57,4)	(1,3)	(897,6)
Reservas em 31.12.2014	12.712,6	211,0	150,1	57,3	418,4	9,6	13.140,6
Revisão de estimativas anteriores	(2.165,3)	(4,6)	(20,9)	4,8	(20,8)	0,1	(2.186,2)
Extensões e descobertas	476,7	17,2	-	-	17,2	-	493,9
Recuperação melhorada	0,4	5,3	-	16,2	21,5	-	21,9
Vendas de reservas	(2,5)	(19,5)	-	-	(19,5)	-	(22,0)
Produção no ano	(879,9)	(26,2)	(15,3)	(9,7)	(51,2)	(1,3)	(932,3)
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

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Em 2016, incorporamos 103 milhões de boe de reservas provadas por extensões e descobertas no Brasil (Bacia de Santos), e acrescentamos 131 mmboc 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 mmbœ de nossas reservas provadas devido às vendas de minerais in situ e aumentamos 16 mmbœ em nossas reservas provadas devido à compra de minerais in situ, resultando em um efeito líquido de uma queda de 153 mmbœ em nossas reservas provadas. O resultado líquido dessas adições e alienações, excluindo a produção, foi um aumento de 81 mmbœ para nossas reservas provadas em 2016. Considerando uma produção de 925 mmbœ em 2016, a nossa reserva provada reduziu 844 mmbœ. Esta produção não considera Testes de Longa Duração (TLDs), em blocos exploratórios no Brasil, e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição boliviana proíbe a divulgação e registro de suas reservas.

Em 31 de dezembro de 2016 a companhia tinha um total de 4.441,1 mmbœ de reservas provadas não desenvolvidas, das quais aproximadamente 7,4% (329,1 mmbœ) permanecem não desenvolvidas por cinco ou mais por diversos fatores que afetam desenvolvimento e produção, incluindo a complexidade inerente ao desenvolvimento de projetos em águas ultraprofundas, particularmente nas Bacias de Santos e Campos, que demandam investimentos para desenvolver a infraestrutura necessária.

Em 2015, nossas reservas provadas diminuíram 2.186 mmbœ devido a revisões de estimativas anteriores, principalmente em razão da queda dos preços do petróleo durante o exercício fiscal de 2015, e diminuíram 22 mmbœ devido às vendas de reservas provadas. Esta redução foi parcialmente compensada pela incorporação de 494 mmbœ de reservas provadas das descobertas de novas acumulações e extensões no Brasil, especificamente nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, e na Argentina, na Bacia de Neuquina, e a incorporação de 22 mmbœ devido a uma melhor recuperação. O resultado líquido (excluindo a produção) foi uma diminuição de 1.692 mmbœ em nossas reservas provadas em 2015. Considerando-se uma produção de 932 mmbœ em 2015, a nossa redução líquida de reservas provadas foi 2.625 mmbœ. Este volume de produção não leva em conta a produção de Testes de Longa Duração (TLDs) em blocos exploratórios no Brasil, e produção na Bolívia, uma vez que a Constituição boliviana proíbe a divulgação e registro de suas reservas.

Em 2014, nós adicionamos 1097 mmbœ às nossas reservas provadas, excluindo óleo e gás sintéticos, enquanto (i) devolvemos à ANP onze campos no Brasil, (quatro com reservas provadas) e (ii) alienamos campos em que tínhamos participações no Peru, Colômbia, Argentina e Estados Unidos, representando reservas provadas agregadas de 193 milhões de boe. O resultado líquido destas adições e alienações foi um aumento de 904 milhões de boe às nossas reservas provadas em 2014. Considerando-se uma produção de 896 milhões de boe em 2014, nosso aumento líquido de reservas provadas foi de 8 milhões de boe. Este volume de produção não leva em conta a produção de Teste de Longa Duração (TLDs) em blocos exploratórios no Brasil, a produção de óleo sintético e gás sintético e produção na Bolívia, uma vez que a Constituição boliviana proíbe a divulgação e registro de suas reservas.

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

	2016				2015				2014			
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético
	(milhões de barris)		(bilhões de pés cúbicos)		(milhões de barris)		(bilhões de pés cúbicos)		(milhões de barris)		(bilhões de pés cúbicos)	
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil	4.250,1	6,8	5.034,2	9,2	4.266,5	6,9	5.320,5	9,3	7.002,7	7,9	6.661,0	10,6
América do Sul	0,5	-	33,7	-	39,7	-	366,3	-	52,0	-	358,2	-
América do Norte	79,6	-	83,6	-	53,6	-	122,5	-	63,6	-	146,2	-
Exterior	80,1	-	117,3	-	93,4	-	488,8	-	115,6	-	504,3	-
<b>Total Entidades Consolidadas</b>	<b>4.330,2</b>	<b>6,8</b>	<b>5.151,5</b>	<b>9,2</b>	<b>4.359,8</b>	<b>6,9</b>	<b>5.809,3</b>	<b>9,3</b>	<b>7.118,3</b>	<b>7,9</b>	<b>7.165,4</b>	<b>10,6</b>
Entidades não Consolidadas												
América do Sul	-	-	-	-	6,6	-	8,0	-	9,4	-	15,7	-
África	32,5	-	8,6	-	28,0	-	10,4	-	30,8	-	14,4	-
Exterior	32,5	-	8,6	-	34,7	-	18,4	-	40,2	-	30,1	-
<b>Total Entidades não Consolidadas</b>	<b>32,5</b>	<b>-</b>	<b>8,6</b>	<b>-</b>	<b>34,7</b>	<b>-</b>	<b>18,4</b>	<b>-</b>	<b>40,2</b>	<b>-</b>	<b>30,1</b>	<b>-</b>
<b>Total Entidades Consolidadas e não Consolidadas</b>	<b>4.362,7</b>	<b>6,8</b>	<b>5.160,1</b>	<b>9,2</b>	<b>4.394,5</b>	<b>6,9</b>	<b>5.827,7</b>	<b>9,3</b>	<b>7.158,5</b>	<b>7,9</b>	<b>7.195,5</b>	<b>10,6</b>
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil	3.812,9	-	3.359,7	-	4.277,7	-	4.267,2	-	3.848,2	-	4.509,2	-
América do Sul	0,3	-	80,2	-	12,5	-	314,2	-	14,6	-	372,5	-
América do Norte	16,8	-	3,6	-	37,0	-	16,0	-	56,4	-	33,8	-
Exterior	17,1	-	83,8	-	49,5	-	330,3	-	71,0	-	406,3	-
<b>Total Entidades Consolidadas</b>	<b>3.830,0</b>	<b>-</b>	<b>3.443,6</b>	<b>-</b>	<b>4.327,2</b>	<b>-</b>	<b>4.597,5</b>	<b>-</b>	<b>3.919,2</b>	<b>-</b>	<b>4.915,5</b>	<b>-</b>
Entidades não Consolidadas												
América do Sul	-	-	-	-	7,9	-	8,9	-	8,6	-	11,9	-
África	36,5	-	3,9	-	37,8	-	6,2	-	23,3	-	4,9	-
Exterior	36,5	-	3,9	-	45,7	-	15,1	-	31,9	-	16,8	-
<b>Total Entidades não Consolidadas</b>	<b>36,5</b>	<b>-</b>	<b>3,9</b>	<b>-</b>	<b>45,7</b>	<b>-</b>	<b>15,1</b>	<b>-</b>	<b>31,9</b>	<b>-</b>	<b>16,8</b>	<b>-</b>
<b>Total Entidades Consolidadas e não Consolidadas</b>	<b>3.866,5</b>	<b>-</b>	<b>3.447,5</b>	<b>-</b>	<b>4.372,9</b>	<b>-</b>	<b>4.612,6</b>	<b>-</b>	<b>3.951,1</b>	<b>-</b>	<b>4.932,3</b>	<b>-</b>

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas.

### **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 preço do primeiro dia 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 Contábeis. 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
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Exterior	Total	
				Total no Exterior		
<b>Em 31 de dezembro de 2016</b>						
Fluxos de caixa futuros	1.260.888	2.116	13.437	15.553	1.276.441	10.407
Custos de produção futuros	(738.852)	(843)	(7.597)	(8.440)	(747.292)	(3.839)
Custos de desenvolvimento futuros	(149.444)	(425)	(1.875)	(2.300)	(151.744)	(2.481)
Despesa futura de imposto de renda	(163.121)	(229)	(141)	(370)	(163.491)	(808)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	209.471	619	3.824	4.443	213.914	3.279
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados*	(88.016)	(275)	(897)	(1.172)	(89.188)	(1.221)
<b>Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados</b>	<b>121.455</b>	<b>344</b>	<b>2.927</b>	<b>3.271</b>	<b>124.726</b>	<b>2.058</b>
<b>Em 31 de dezembro de 2015</b>						
Fluxos de caixa futuros	1.524.183	21.563	15.560	37.123	1.561.306	12.995
Custos de produção futuros	(844.332)	(10.434)	(8.847)	(19.281)	(863.613)	(4.629)
Custos de desenvolvimento futuros	(215.751)	(3.481)	(3.272)	(6.753)	(222.504)	(4.050)
Despesa futura de imposto de renda	(202.433)	(1.736)	(76)	(1.812)	(204.245)	(1.151)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	261.667	5.912	3.365	9.277	270.944	3.165
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados*	(120.677)	(1.939)	(488)	(2.427)	(123.104)	(1.480)
<b>Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados</b>	<b>140.990</b>	<b>3.973</b>	<b>2.877</b>	<b>6.850</b>	<b>147.840</b>	<b>1.685</b>
<b>Em 31 de dezembro de 2014</b>						
Fluxos de caixa futuros	2.529.273	16.770	26.530	43.300	2.572.573	14.704
Custos de produção futuros	(1.098.425)	(8.762)	(8.630)	(17.392)	(1.115.817)	(4.456)
Custos de desenvolvimento futuros	(164.084)	(2.798)	(5.504)	(8.302)	(172.386)	(3.775)
Despesa futura de imposto de renda	(441.802)	(1.447)	(955)	(2.402)	(444.204)	(2.152)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	824.962	3.763	11.441	15.204	840.166	4.321
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados*	(418.349)	(1.230)	(3.703)	(4.933)	(423.282)	(1.296)
<b>Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados</b>	<b>406.613</b>	<b>2.533</b>	<b>7.738</b>	<b>10.271</b>	<b>416.884</b>	<b>3.025</b>

(\*) Capitalização semestral

A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas.

Movimentação dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

					Consolidado	Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Exterior	Total	
				Total no Exterior		
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2016</b>	<b>140.990</b>	<b>3.973</b>	<b>2.877</b>	<b>6.850</b>	<b>147.840</b>	<b>1.685</b>
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
Varição líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	-	(3.860)	-	(3.860)	(3.860)	(189)
Varição 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
Varição líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	(95.372)	-	(2.681)	(2.681)	(98.053)	(1.682)
Varição nos custos futuros estimados de desenvolvimento	32.372	-	814	814	33.186	(65)
Acréscimo de desconto	14.099	571	290	861	14.960	184
Varição 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	278	204	482	11.126	118
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>121.455</b>	<b>344</b>	<b>2.927</b>	<b>3.271</b>	<b>124.726</b>	<b>2.058</b>

	Consolidado					
	Brasil	América do		Exterior	Total	Investidas por Equivalência Patrimonial
		Sul	América do Norte	Total		
Saldo em 1º de janeiro de 2015	406.613	2.532	7.739	10.271	416.884	3.025
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(57.037)	(1.845)	(1.329)	(3.174)	(60.211)	(818)
Custos de desenvolvimento incorridos	47.906	1.486	1.310	2.796	50.702	1.420
Varição líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(113)	(191)	-	(191)	(304)	-
Varição líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	21.499	1.068	-	1.068	22.567	1.606
Revisões de estimativas anteriores de volumes	(97.550)	6	(2.161)	(2.155)	(99.705)	441
Varição líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	(610.081)	499	(9.258)	(8.759)	(618.840)	(5.728)
Varição nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(22.904)	(1.221)	1.775	554	(22.350)	(399)
Acréscimo de desconto	40.661	517	1.035	1.552	42.213	429
Varição líquida de imposto de renda	226.167	220	305	525	226.692	1.110
Outros - não especificados	-	(133)	303	170	170	599
Ajuste acumulado de conversão	185.829	1.035	3.158	4.193	190.022	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>140.990</b>	<b>3.973</b>	<b>2.877</b>	<b>6.850</b>	<b>147.840</b>	<b>1.685</b>

	Consolidado					
	Brasil	América do		Exterior	Total	Investidas por Equivalência Patrimonial
		Sul	América do Norte	Total		
Saldo em 1º de janeiro de 2014	406.422	5.935	7.186	13.121	419.543	3.672
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(89.330)	(1.525)	(1.638)	(3.163)	(92.493)	(2.228)
Custos de desenvolvimento incorridos	42.726	1.285	983	2.268	44.994	1.501
Varição líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	-	(2.555)	249	(2.306)	(2.306)	-
Varição líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	16.847	427	-	427	17.274	-
Revisões de estimativas anteriores de volumes	39.241	(64)	498	434	39.675	(71)
Varição líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	(78.114)	(599)	(884)	(1.483)	(79.597)	(1.347)
Varição nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(27.679)	(846)	90	(756)	(28.435)	(273)
Acréscimo de desconto	40.642	308	803	1.111	41.753	412
Varição líquida de imposto de renda	17.720	(266)	(220)	(486)	17.234	202
Outros - não especificados	-	(71)	57	(14)	(14)	-
Ajuste acumulado de conversão	38.138	503	615	1.118	39.256	1.157
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>406.613</b>	<b>2.532</b>	<b>7.739</b>	<b>10.271</b>	<b>416.884</b>	<b>3.025</b>

A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas.



**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

LUIZ NELSON GUEDES DE CARVALHO

**PRESIDENTE**

PEDRO PULLEN PARENTE

**CONSELHEIRO**

JERÔNIMO ANTUNES

**CONSELHEIRO**

SEGEN FARID ESTEFEN

**CONSELHEIRO**

GUILHERME AFFONSO FERREIRA

**CONSELHEIRO**

DURVAL JOSÉ SOLEDADE SANTOS

**CONSELHEIRO**

BETANIA RODRIGUES COUTINHO

**CONSELHEIRA**

FRANCISCO PETROS OLIVEIRA LIMA PAPATHANASIADIS

**CONSELHEIRO**

MARCELO MESQUITA DE SIQUEIRA FILHO

**CONSELHEIRO**

**DIRETORIA EXECUTIVA**

PEDRO PULLEN PARENTE

**PRESIDENTE**

IVAN DE SOUZA MONTEIRO

**DIRETOR EXECUTIVO FINANCEIRO E DE  
RELACIONAMENTO COM INVESTIDORES**

ROBERTO MORO

**DIRETOR EXECUTIVO DE DESENVOLVIMENTO  
DA PRODUÇÃO E TECNOLOGIA**

NELSON LUIZ COSTA SILVA

**DIRETOR EXECUTIVO DE ESTRATÉGIA,  
ORGANIZAÇÃO E SISTEMA DE GESTÃO**

HUGO REPSOLD JÚNIOR

**DIRETOR EXECUTIVO DE ASSUNTOS  
CORPORATIVOS**

JORGE CELESTINO RAMOS

**DIRETOR EXECUTIVO DE REFINO  
E GÁS NATURAL**

SOLANGE DA SILVA GUEDES

**DIRETORA EXECUTIVA DE  
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO**

JOÃO ADALBERTO ELEK JUNIOR

**DIRETOR EXECUTIVO DE GOVERNANÇA  
E CONFORMIDADE**

PAULO JOSÉ ALVES

**CONTADOR-CRC-RJ-060.073/O-0**