

1. A Companhia e suas operações

A Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras dedica-se, diretamente ou por meio de suas subsidiárias e controladas (denominadas, em conjunto, “Petrobras” ou a “Companhia” ou “Sistema Petrobras”), à pesquisa, lavra, refino, processamento, comércio e 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 pesquisa, desenvolvimento, produção, transporte, distribuição e comercialização de todas as formas de energia, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins. A sede social 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 consolidadas estão sendo apresentadas de acordo com os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS) emitidos pelo *International Accounting Standards Board* - IASB e também de acordo com práticas contábeis adotadas no Brasil.

Demonstrações contábeis individuais

- As demonstrações contábeis individuais estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, e incorporam as mudanças introduzidas por intermédio das Leis 11.638/07 e 11.941/09, complementadas pelos pronunciamentos, interpretações e orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados por resoluções do Conselho Federal de Contabilidade - CFC e por normas da Comissão de Valores Mobiliários - CVM.
- Os pronunciamentos, interpretações e orientações do CPC estão convergentes às normas internacionais de contabilidade emitidas pelo IASB. Dessa forma, as demonstrações contábeis individuais não apresentam diferenças em relação às consolidadas em IFRS, exceto pela manutenção do ativo diferido que foi integralmente amortizado em 31 de dezembro de 2014, conforme previsto no CPC 43 (R1), aprovado pela Deliberação CVM 651/10. As reconciliações do patrimônio líquido e resultado da controladora com o consolidado estão na nota explicativa 4.1.1.

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 22 de abril de 2015, autorizou a divulgação destas demonstrações contábeis.

2.1. 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.

2.2. Moeda funcional

A moeda funcional da Petrobras e de suas controladas no Brasil é o real. A moeda funcional da maior parte das controladas que atuam em ambiente econômico internacional é o dólar norte-americano. A Petrobras Argentina S.A. tem o peso argentino como moeda funcional.

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 realização dos investimentos.

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

A Companhia reconheceu no terceiro trimestre de 2014 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 períodos anteriores.

De acordo com depoimentos obtidos no âmbito de investigações criminais conduzidas pelas autoridades brasileiras, que se tornaram públicos a partir de outubro de 2014, altos executivos da Petrobras entraram em conluio com empreiteiras, fornecedores e outros envolvidos para estabelecer um *cartel* que, entre 2004 e abril de 2012, sistematicamente impôs gastos adicionais nas compras de ativos imobilizados pela Companhia. Dois ex-diretores da Companhia e um ex-gerente executivo, que não trabalham para a Petrobras desde abril de 2012, estavam envolvidos nesse *esquema de pagamentos indevidos* e serão tratados a seguir como “ex-empregados da Petrobras”. Os valores pagos adicionalmente pela Companhia foram utilizados pelas empreiteiras, fornecedores e intermediários agindo em nome dessas empresas para financiar pagamentos indevidos a partidos políticos, políticos eleitos ou outros agentes políticos, empregados de empreiteiras e fornecedores, os ex-empregados da Petrobras e outros envolvidos no *esquema de pagamentos indevidos*. A Companhia não realizou qualquer pagamento indevido.

A Petrobras acredita que, de acordo com o IAS 16, os valores que foram pagos a mais em decorrência do referido *esquema de pagamentos indevidos* não deveriam ter sido incluídos no custo histórico do seu ativo imobilizado. Contudo, a Companhia não consegue 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 a serem realizadas, representando em quanto seus ativos estão superavaliados como resultado de gastos adicionais cobrados por fornecedores e empreiteiras e utilizados por eles para realizar pagamentos indevidos. As circunstâncias e a metodologia utilizada são descritas a seguir.

Histórico

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.

Ao longo de 2014, o Ministério Público Federal concentrou parte de suas investigações em irregularidades envolvendo 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 envolvia um conjunto de 27 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 será tratado como “*esquema de pagamentos indevidos*” e as referidas empresas como “*membros do cartel*”.

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

Em conexão com a investigação do *esquema de pagamentos indevidos*, em março de 2014, o ex-diretor de Abastecimento da Petrobras, Paulo Roberto Costa, foi preso e, posteriormente, denunciado por lavagem de dinheiro e corrupção passiva. Outros ex-executivos da Petrobras, incluindo Renato de Souza Duque (ex-diretor de serviços), Nestor Cerveró (ex-diretor da área internacional) e Pedro José Barusco Filho (ex-gerente executivo de serviços), bem como ex-executivos de empreiteiras e empresas fornecedoras de bens e serviços para a Petrobras foram ou poderão ser denunciados como resultado da investigação.

Quando a Companhia divulgou suas demonstrações contábeis anuais de 2013 em 27 de fevereiro de 2014, quando divulgou seu Formulário de Referência em maio de 2014 e quando divulgou suas demonstrações contábeis intermediárias do segundo trimestre de 2014 em 8 de agosto de 2014, não havia evidências disponíveis sobre as investigações da “Operação Lava Jato” que pudessem ter modificado as conclusões da Companhia com relação ao fato de que aquelas demonstrações representavam adequadamente sua situação patrimonial e a existência do *esquema de pagamentos indevidos* não havia sido tornada pública.

Fontes de informação disponíveis para a Companhia

Em 8 de outubro de 2014, Paulo Roberto Costa e Alberto Youssef, prestaram depoimento perante a 13ª Vara Federal Criminal de Curitiba, descrevendo o *esquema de pagamentos indevidos*. Desde então, depoimentos de diversos participantes do *esquema de pagamentos indevidos* que firmaram acordos de colaboração premiada com as autoridades brasileiras foram tornados públicos. O entendimento da Companhia sobre o *esquema de pagamentos indevidos* e a metodologia adotada para mensuração do seu impacto são baseados nesses depoimentos, os quais incluem o depoimento completo de dois dos ex-empregados da Petrobras (Paulo Roberto Costa e Pedro José Barusco Filho), o depoimento completo de dois indivíduos que atuaram como intermediários no *esquema de pagamentos indevidos* (Alberto Youssef e Julio Gerin de Almeida Camargo), partes do depoimento de outro indivíduo que atuou como intermediário no *esquema de pagamentos indevidos* (Shinko Nakandakari) e o depoimento completo de um representante de uma das empreiteiras (Augusto Ribeiro de Mendonça Neto).

O Ministério Público Federal (de posse das informações completas da investigação) ajuizou ações de improbidade administrativa em 20 de fevereiro de 2015 contra empresas do *cartel*, fundamentadas na existência do *esquema de pagamentos indevidos* e utilizando como base a mesma metodologia utilizada pela Companhia, descrita no item 3.2.3, para mensurar os danos materiais atribuíveis ao *esquema de pagamentos indevidos*.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Parte importante das informações referidas acima foi tornada pública após 28 de janeiro de 2015, quando a Companhia divulgou suas demonstrações contábeis intermediárias de 30 de setembro de 2014 não revisadas pelos auditores independentes. Estas informações detalharam e corroboraram as informações disponíveis anteriormente, com destaque para os acordos de colaboração premiada de Pedro José Barusco Filho, Paulo Roberto Costa, Alberto Youssef e Shinko Nakandakari.

As informações disponíveis para a Companhia são, de maneira geral, consistentes com relação à existência do *esquema de pagamentos indevidos*, às empresas envolvidas, aos ex-empregados da Petrobras envolvidos, ao período durante o qual o esquema operou, além dos valores máximos envolvidos no *esquema de pagamentos indevidos* em relação ao valor total dos contratos impactados pelo esquema.

A Petrobras acompanhará 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 se o ajuste é material e, caso seja, o reconhecerá. Contudo, a Companhia não espera que informações adicionais a respeito das questões descritas acima oriundas de fontes internas estejam ou se tornem disponíveis.

Outras informações obtidas no curso das investigações da Lava Jato, incluindo uma parte do depoimento de Shinko Nakandakari não foram tornadas públicas. Contudo, a Companhia acredita que, no presente momento, o risco de surgirem novas informações que modifiquem de forma relevante os fatos já conhecidos ou que impactem de forma material os ajustes realizados é baixo. Essa convicção se baseia fortemente no fato que, uma vez que um volume significativo de informações se tornou público, não é provável que as autoridades brasileiras (que possuem todas as informações provenientes das investigações em mãos) mantivessem em sigilo informações contraditórias (sendo importante ressaltar que as autoridades utilizaram a mesma metodologia para mensurar os danos materiais atribuíveis ao *esquema de pagamentos indevidos* em processos cíveis e criminais já instaurados) e que há um significativo grau de consistência entre as afirmações feitas por pessoas envolvidas no esquema em diferentes posições e com diferentes motivações, incluindo dois dos ex-empregados da Petrobras, supostos intermediários do *esquema de pagamentos indevidos* e representantes de fornecedores e empreiteiras.

Em seguida, serão discutidas as respostas adotadas pela Companhia aos fatos descobertos no âmbito das investigações da “Operação Lava Jato”, além da descrição do *esquema de pagamentos indevidos*, da questão contábil resultante da descoberta do esquema e da solução adotada pela Companhia para contabilizar seus impactos.

3.1. Resposta da Companhia às questões descobertas nas investigações em curso

As investigações internas e externas ainda estão em andamento, porém a Companhia está tomando as medidas jurídicas necessárias perante as autoridades brasileiras para buscar ressarcimento pelos prejuízos sofridos, incluindo aqueles relacionados à sua reputação. 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.

As medidas incluirão também ações cíveis contra *membros do cartel*, nas quais a Petrobras pode ingressar como autora, e espera fazê-lo. Esses procedimentos cíveis normalmente resultam em três tipos de reparação: danos materiais, multas e danos morais. A Companhia teria direito aos danos materiais e, possivelmente, às multas. Uma vez que ingresse como autora nas ações, a Companhia também poderá pleitear danos morais.

A Petrobras não tolera corrupção ou quaisquer práticas de negócio ilegais por parte de seus fornecedores ou o envolvimento de seus empregados em tais práticas e, dessa forma, vem realizando uma série de ações, tanto no intuito de aprofundar a apuração das irregularidades quanto de melhorar seu sistema de governança corporativa, descritas a seguir:

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

- A Companhia constituiu diversas Comissões Internas de Apuração (CIA) para averiguar ocorrências que possam ser caracterizadas como não conformidades relativas a normas, procedimentos ou regulamentos corporativos e forneceu as descobertas das comissões internas já concluídas às autoridades brasileiras.
- Em 24 e 25 de outubro de 2014 a Companhia contratou dois escritórios independentes de advocacia: o escritório americano, Gibson, Dunn & Crutcher LLP e o escritório brasileiro, Trench, Rossi e Watanabe Advogados para conduzir uma investigação interna independente.
- A Companhia tem cooperado totalmente com a Polícia Federal, o Ministério Público Federal, o Poder Judiciário e outras autoridades brasileiras, como o Tribunal de Contas da União – TCU e a Controladoria Geral da União – CGU.
- A Companhia constituiu comissões para analisar a aplicação de sanções contra os fornecedores e empreiteiras (CAASE) e impôs bloqueio cautelar das empresas *membros do cartel* nos depoimentos que foram tornados públicos.
- A Companhia elaborou e adotou um conjunto de medidas para o aprimoramento da governança, controle e gestão de riscos, documentadas em Padrões e Atas da Diretoria e do Conselho de Administração que estipulam os procedimentos, métodos, competências e demais instruções para integrar tais medidas às práticas da Companhia.
- A Companhia instituiu o cargo de Diretor de Governança, Risco e Conformidade, com a missão de assegurar a conformidade processual e mitigar riscos em suas atividades, incluindo os de fraude e corrupção. As matérias a serem submetidas à deliberação da Diretoria deverão contar, necessariamente, com prévia manifestação favorável desse Diretor quanto à governança, gestão de riscos e conformidade dos procedimentos.
- Em 13 de janeiro de 2015, o Conselho de Administração aprovou para o cargo de Diretor de Governança, Risco e Conformidade, a indicação de João Adalberto Elek Junior, empossado em 19 de janeiro de 2015, para mandato de três anos, podendo ser renovado, e sua destituição somente pode ocorrer por deliberação do Conselho de Administração que conte com o voto de pelo menos um dos conselheiros eleitos pelos acionistas minoritários ou preferencialistas.
- Formação de um Comitê Especial para atuar de forma independente e servir como interlocutor entre o Conselho de Administração e os escritórios de advocacia conduzindo as investigações internas independentes. O Comitê Especial é presidido por Ellen Gracie Northfleet, Ministra aposentada do Supremo Tribunal Federal, e composto por Andreas Pohlmann, Chief Compliance Officer da Siemens AG de 2007 a 2010 e pelo Diretor de Governança, Risco e Conformidade, João Adalberto Elek Junior.

3.2. Descrição do *esquema de pagamentos indevidos* e seus impactos nas demonstrações contábeis da Companhia

A seguir será discutida a necessidade de ajustar os valores de determinados ativos imobilizados em função dos impactos do *esquema de pagamentos indevidos*, bem como a impraticabilidade de identificar os valores de pagamentos indevidos, vincular os gastos adicionais cobrados pelas empreiteiras e fornecedores a pagamentos específicos no âmbito de cada contrato ou quantificar o valor exato dos gastos adicionais incorridos a ser corrigido. Também é discutida a metodologia adotada pela Companhia para baixar valores capitalizados que representam gastos adicionais incorridos na aquisição de ativos imobilizados. O item 5.8 apresenta uma análise de alternativas, consideradas como possíveis substitutas à mensuração dos valores exatos a serem ajustados, que foram rejeitadas pela Companhia.

3.2.1.O esquema de pagamentos indevidos e a necessidade de ajustar o valor contábil de determinados ativos imobilizados

De acordo com as informações disponíveis à Companhia descritas acima, no *esquema de pagamentos indevidos*, diversas empreiteiras e fornecedores se organizaram em conluio com ex-empregados da Petrobras para impor gastos adicionais no âmbito de contratos para a construção de ativos e fornecimento de bens e serviços à Companhia e utilizaram os valores pagos a mais pela Petrobras para fazer pagamentos indevidos a partidos políticos, políticos em exercício e outros agentes políticos, empregados de empreiteiras e fornecedores, além de ex-empregados da Petrobras.

Em particular, o ex-diretor de Abastecimento, o ex-diretor de Serviços e um ex-gerente executivo da área de Serviços estavam envolvidos no esquema. Todos eles ocupavam posições de liderança na Petrobras e, além de omitirem a existência do *cartel*, utilizaram sua influência para possibilitar os objetivos do *esquema de pagamentos indevidos*, principalmente garantindo que os *membros do cartel* participassem de licitações para a compra de bens e serviços pela Petrobras e, dessa forma, obtivessem contratos com a Companhia. Não há, no entanto, informações que indiquem que eles controlassem ou direcionassem o uso dos pagamentos indevidos quando os recursos saíam da Petrobras.

Além disso, as investigações também identificaram outras ocorrências específicas em que empresas impuseram gastos adicionais à Petrobras na aquisição de ativos imobilizados. Estes valores também foram utilizados para financiar pagamentos indevidos feitos por fornecedores e empreiteiras a ex-empregados da Petrobras, não relacionados ao *esquema de pagamentos indevidos*, descrito acima.

3.2.2.Impraticabilidade de quantificar o valor exato no qual os ativos estão superavaliados e os períodos a serem corrigidos

Identificar a data e o montante exatos dos gastos adicionais impostos por fornecedores e empreiteiras à Companhia é impraticável em função das limitações descritas a seguir:

- As informações disponíveis para a Companhia, através dos depoimentos, identificam apenas as empresas envolvidas no *esquema de pagamentos indevidos* e o período de tempo em que o esquema funcionou, porém não especificam todos os contratos alvo dos atos ilícitos, os pagamentos específicos realizados no âmbito dos contratos e que incorporavam gastos adicionais, bem como os períodos em que os pagamentos que incorporaram gastos adicionais foram feitos.
- A Petrobras não fez qualquer desses pagamentos indevidos. Como eles foram feitos por empreiteiras e fornecedores, os valores exatos que foram gastos adicionalmente pela Companhia e usados para financiar pagamentos indevidos não podem ser identificados. Informações que determinem o montante que foi cobrado adicionalmente da Petrobras pelos *membros do cartel* não se encontram nos registros contábeis da Companhia, que refletem integralmente os termos dos contratos assinados por ela junto a seus fornecedores. Estes contratos tiveram seus preços elevados em função da atuação em conluio dos *membros do cartel* e ex-empregados da Petrobras acima indicados. Como a Companhia não consegue identificar o montante de gastos adicionais incluídos em cada pagamento no âmbito dos contratos de fornecimento ou o período específico em que os gastos adicionais ocorreram, não é possível determinar o período em que o ativo imobilizado deveria ser ajustado.

- Dois escritórios de advocacia estão conduzindo uma investigação interna independente, sob a direção do Comitê Especial mencionado no item 3.1, porém a investigação interna independente provavelmente terá duração superior a um ano e não se espera que apresente informações quantitativas cuja natureza seja abrangente suficiente para embasar um ajuste nas demonstrações contábeis. Isso ocorre, pois as informações disponíveis aos investigadores são limitadas às informações internas da Petrobras e, dessa forma, não será possível identificar informações específicas sobre o montante que foi cobrado adicionalmente da Companhia. Como as supostas atividades de lavagem de dinheiro tinham o intuito de ocultar a origem dos recursos e o montante envolvido, não se espera a existência de registros específicos dessas atividades.
- As investigações em curso pelas autoridades brasileiras têm como foco determinar a responsabilidade penal dos investigados e não de obter de forma detalhada o montante exato dos gastos adicionais que foram cobrados da Petrobras pelos *membros do cartel* ou os valores utilizados por essas empresas para fazer os pagamentos indevidos. Além disso, o processo de investigação e avaliação de todas as provas e alegações pode durar vários anos.
- As autoridades brasileiras instauraram ações contra as empreiteiras e fornecedores e seus respectivos representantes nas quais buscam reparação por improbidade administrativa. Nessas ações, as autoridades aplicaram o percentual de 3% aplicado sobre o valor dos contratos com as empreiteiras e fornecedores para mensurar os danos materiais atribuíveis ao *esquema de pagamentos indevidos*, de forma consistente com a metodologia utilizada pela Companhia para contabilizar os impactos (descrita no item 3.2.3). No escopo dessas ações também não é esperado que se produza um detalhamento completo de todos os pagamentos indevidos, mesmo após o longo período de tempo que as investigações conduzidas pelas autoridades brasileiras podem levar. Adicionalmente, a legislação brasileira não permite, de forma ampla, acesso a registros e documentos internos dos fornecedores em ações cíveis e, portanto, não é esperado que estas ações produzam novas informações com relação àquelas obtidas nas investigações e ações criminais.

Conforme descrito anteriormente, a despeito das limitações citadas, o conjunto de informações disponíveis para a Companhia é, de maneira geral, consistente com relação aos agentes e empresas envolvidos no esquema, o período durante o qual operou, além do percentual de gastos adicionais aplicado pelos fornecedores sobre o valor total dos contratos no escopo do esquema para financiar pagamentos indevidos.

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

Devido à impraticabilidade de identificação dos períodos e montantes de gastos adicionais incorridos pela Companhia, a Petrobras utilizou todo o conjunto de informações disponíveis (descrito anteriormente) para quantificar o impacto do *esquema de pagamentos indevidos*.

Quando a Companhia divulgou suas demonstrações contábeis intermediárias do terceiro trimestre de 2014, não revisadas pelos auditores independentes, ainda não tinha informações com suficiente robustez para embasar os ajustes em suas demonstrações contábeis. Isso ocorreu em função de diversos documentos, cuja existência era de conhecimento da Companhia, porém ainda não haviam sido tornados públicos, com destaque para os depoimentos prestados no âmbito dos acordos de colaboração premiada de Pedro José Barusco Filho, Paulo Roberto Costa e Alberto Youssef.

A partir de 28 de janeiro de 2015, evidências adicionais relevantes foram tornadas públicas, corroborando e amplificando as informações anteriormente disponíveis:

- Depoimentos de Pedro José Barusco Filho;
- Depoimentos prestados no âmbito do acordo de colaboração de Paulo Roberto Costa e Alberto Youssef, que estavam mantidos em sigilo;

- Uma parte dos depoimentos de Shinko Nakandakari;
- O Ministério Público Federal ajuizou ações de improbidade administrativa contra *membros do cartel* pelos danos materiais atribuíveis ao *esquema de pagamentos indevidos*.
- O Ministério Público Federal instaurou outras ações criminais contra indivíduos envolvidos no *esquema de pagamentos indevidos*, como representantes das empreiteiras, intermediários ou ex-empregados da Petrobras.
- Acordo de leniência da empresa Setal Engenharia e Construções, participante do *cartel*, com as autoridades brasileiras.

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 entende que a parcela dos pagamentos que realizou a essas empresas que representa gastos adicionais incorridos em decorrência do *esquema de pagamentos indevidos* não deveria ter sido capitalizada.

Os depoimentos identificaram 27 *membros do cartel* (fornecedores e empreiteiras brasileiras que pertenceriam ao esquema) e diversos fornecedores e empreiteiras que teriam atuado de forma isolada, também cobrando valores adicionais da Companhia que eram utilizados para realizar pagamentos indevidos, porém fora do escopo do *cartel*.

Com relação ao período de atuação do *cartel*, os depoimentos esclarecem que o *esquema de pagamentos indevidos* teria ocorrido entre 2004 e abril de 2012. A Companhia também avaliou a possibilidade de o esquema ter impactado períodos anteriores a 2004. No entanto, além dos depoimentos não sugerirem que o esquema acontecesse antes de 2004, o impacto de eventuais valores adicionais cobrados na aquisição de bens e serviços anteriormente a 2004 não seria material, uma vez que a maior parte do saldo atual do ativo imobilizado da Companhia foi construída entre 2004 e 2014 (o saldo do ativo imobilizado era de R\$ 67 bilhões em 31 de dezembro de 2003) e que os ativos existentes em 2003 estão substancialmente depreciados em 2014.

Em suma, com base nas informações descritas anteriormente, a Companhia concluiu que a parcela dos gastos incorridos na construção de seus ativos imobilizados como resultado da atuação de empreiteiras e fornecedores no *cartel* para cobrar valores adicionais e utilizar esses valores para realizar pagamentos indevidos não deveria ter sido capitalizada. A fim de contabilizar o impacto dos referidos gastos adicionais, foi desenvolvida uma metodologia para estimar o ajuste que deveria ser feito no ativo imobilizado, que envolve os cinco passos descritos a seguir:

- 1) Identificação da contraparte do contrato: foram listadas todas as companhias citadas como *membros do cartel* nos depoimentos tornados públicos 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).

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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.

O cálculo considerou todos os valores registrados nos registros contábeis da Companhia entre 2004 e setembro de 2014, referentes aos contratos inicialmente firmados entre 2004 e abril de 2012, bem como quaisquer aditivos firmados entre as empresas do sistema Petrobras e os *membros do cartel* (individualmente ou em consórcio). Esse escopo amplo de contratos foi adotado para gerar a melhor estimativa dos gastos adicionais, mesmo não havendo evidência de que todos os contratos assinados com as empresas em questão tivessem sido alvo do *esquema de pagamentos indevidos*. 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, pois também foram utilizados por essas empresas para financiar pagamentos indevidos.

A Companhia possui diversos projetos em construção cujo contrato original foi assinado entre 2004 e abril de 2012. A abordagem adotada para realizar os ajustes considera que os valores cobrados adicionalmente pelas empreiteiras e fornecedores foram aplicados sobre o valor total do contrato, ou seja, incluindo pagamentos que ainda serão incorridos em períodos futuros. Como é impraticável alocar os gastos adicionais impostos por essas empresas a períodos específicos no tempo, a parcela de gastos adicionais referentes a pagamentos que serão realizados no futuro pela Companhia já pode ter sido cobrada antecipadamente. Dessa forma, a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente incorpora o valor total dos contratos assinados e não apenas os valores referentes a pagamentos já efetuados. Contudo, conforme mencionado anteriormente, com base nas informações disponíveis, a Companhia acredita que a atuação do *cartel* tenha sido interrompida após abril de 2012 e que, considerando os andamentos recentes das investigações criminais, os pagamentos indevidos relacionados ao *esquema de pagamentos indevidos* tenham sido interrompidos.

A Companhia considera ter adotado uma metodologia que produz a melhor estimativa de quanto seus ativos imobilizados estão superavaliados como resultado do *esquema de pagamentos indevidos*, uma vez que utilizou como base um valor limítrofe dentre as estimativas consideradas razoáveis. Em sua estimativa, a Companhia considerou que todos os contratos com as contrapartes identificadas foram impactados e o percentual de 3% representa os valores adicionais impostos pelas empreiteiras e fornecedores, utilizados por essas empresas para realizar pagamentos indevidos. As duas premissas são corroboradas pelos depoimentos, porém alguns depoimentos indicam percentuais inferiores com relação a certos contratos, períodos menores de atuação do *cartel* (2006 a 2011), bem como o envolvimento de um número menor de fornecedores e empreiteiras.

Além das baixas no ativo imobilizado, os impactos no resultado do período incluem a baixa de créditos fiscais existentes e uma provisão para os créditos já utilizados com relação aos ativos em questão, além da reversão de parte da depreciação dos referidos ativos, a partir de suas respectivas datas de entrada em operação.

Conforme indicado anteriormente, os depoimentos não fornecem informações suficientes para permitir que a Companhia determine o período específico no qual cada valor gasto adicionalmente foi incorrido. Dessa forma, a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente foi reconhecida no resultado do terceiro trimestre de 2014, em função da impraticabilidade de se determinar os efeitos específicos em cada período no passado. A Companhia acredita que essa abordagem é a mais adequada no âmbito dos padrões internacionais de contabilidade (IFRS) para a correção do erro.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Além disso, a Companhia avaliou, através de duas hipóteses, a materialidade do impacto do *esquema de pagamentos indevidos* em informações financeiras de períodos anteriores que são apresentadas para fins comparativos. Uma das hipóteses foi considerar que a alocação dos gastos adicionais impostos pelos fornecedores tivesse sido ao longo do tempo e, consequentemente, capitalizada, na mesma proporção em que a Companhia pagou os valores no âmbito dos contratos impactados, ou seja, como se ocorressem em uma base *pro rata*. A outra hipótese foi considerar que os pagamentos indevidos fossem realizados de forma integral no momento em que os contratos foram assinados. Em nenhum dos casos, realizar a baixa dos gastos adicionais capitalizados indevidamente impactaria de forma material os períodos anteriores apresentados para fins comparativos.

A Companhia ainda não recuperou nenhum valor referente aos pagamentos indevidos feitos por fornecedores e não pode estimar de forma confiável qualquer valor recuperável nesse momento. Qualquer valor recuperável será reconhecido como resultado quando recebido (ou quando sua realização se tornar praticamente certa).

Conforme mencionado anteriormente, a Petrobras acredita que, de acordo com o IAS 16, os valores que foram pagos a mais em decorrência do referido *esquema de pagamentos indevidos* não deveriam ter sido incluídos no custo histórico do seu ativo imobilizado. Assim, nos termos da legislação tributária brasileira, esta baixa é considerada uma perda resultante de uma atividade ilícita e sujeita ao andamento das investigações a fim de determinar a extensão real das perdas antes que possam ser consideradas despesas dedutíveis para fins de imposto de renda e contribuição social.

Como resultado, em 30 de setembro de 2014, não era possível para a Companhia estimar os valores que poderiam ser considerados como despesas dedutíveis ou o prazo em que poderiam ser compensados. Desta forma, não foi constituído imposto de renda diferido sobre os pagamentos indevidos.

A Companhia considerou cuidadosamente todas as informações disponíveis e, conforme indicado anteriormente, não acredita que novas informações oriundas das investigações pelas autoridades brasileiras, da investigação interna independente por escritórios de advocacia, ou de novas comissões internas de apuração que venham a ser constituídas (ou revisões das comissões internas já concluídas) poderão impactar ou mudar de forma relevante a metodologia adotada. Não obstante esta expectativa, a Companhia monitorará continuamente as investigações para obter informações adicionais e avaliará seu potencial impacto sobre os ajustes realizados.

O efeito total dos ajustes apurados, conforme descrito acima, por Área de Negócio, é apresentado a seguir:

	Consolidado						
"Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente"	E&P	Abasteci- mento	Gás & Energia	Distribuição	Internacional	Corporativo	Valor Total
Esquema de pagamentos indevidos:							
Valor total dos contratos (*)	62.679	110.867	21.233	757	752	3.322	199.610
Estimativa do valor total de gastos adicionais (3%)	1.880	3.326	637	23	23	99	5.988
Pagamentos não relacionados ao <i>esquema de pagamentos indevidos</i> (fora do cartel)	139	1	10	–	–	–	150
	2.019	3.327	647	23	23	99	6.138
Reversão da depreciação dos referidos ativos	(87)	(198)	(52)	–	–	(9)	(346)
Impacto no ativo imobilizado	1.932	3.129	595	23	23	90	5.792
Baixa de créditos fiscais referentes aos ativos impactados (**)	37	298	57	–	–	10	402
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	1.969	3.427	652	23	23	100	6.194

^(*) Inclui R\$ 44.115 referentes a valores de contrato cujos pagamentos serão realizados após 30 de setembro de 2014.

^(**) Baixa de créditos fiscais que não serão aproveitados.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

A Companhia fez uma análise de sensibilidade, considerando que aproximadamente 26% das baixas de gastos adicionais capitalizados indevidamente estão relacionadas a ativos que sofreram baixas por *impairment* no quarto trimestre de 2014. Excluindo esses ativos, um aumento ou redução de 1% no percentual aplicável de gastos adicionais impostos pelos fornecedores ocasionaria um aumento ou redução de R\$ 1.479 nos valores das baixas. No entanto, conforme indicado anteriormente, a Companhia entende que utilizou as premissas mais adequadas à apuração dos impactos do *esquema de pagamentos indevidos* e não tem evidências que indiquem a possibilidade de qualquer diferença material com relação aos valores que foram baixados.

3.3. Mudanças no contexto atual dos negócios

Mudanças no contexto dos negócios da Companhia e o impacto da “Operação Lava Jato” estimularam uma revisão das perspectivas futuras da Companhia e, consequentemente, levaram à necessidade de redução do ritmo de seus investimentos.

A capacidade de a Companhia investir seus recursos disponíveis tem sido limitada em função da redução das receitas operacionais esperadas no futuro devido ao declínio dos preços do petróleo e em função da desvalorização do Real, que faz com que a necessidade de caixa para cumprir com o serviço de suas dívidas em moeda estrangeira no curto prazo aumente. Por diversas razões, incluindo o ambiente político e econômico atual do Brasil, a Petrobras não tem sido capaz de acessar o mercado de capitais. Outras fontes de financiamento disponíveis são limitadas e, de qualquer forma, seriam insuficientes para corresponder às suas necessidades de investimento. A Companhia também enfrenta uma carência de fornecedores e empreiteiras qualificados, como resultado das restrições criadas para os fornecedores como reflexo das investigações da “Operação Lava Jato”.

Como resultado, a Companhia recentemente decidiu postergar ou suspender a conclusão de alguns ativos e projetos incluídos em seu orçamento de capital que contribuem pouco para sua geração de caixa operacional e que foram impactados por complicações decorrentes de insolvência das empreiteiras e fornecedores, além da carência de fornecedores qualificados disponíveis (como reflexo das investigações da “Operação Lava Jato” ou por outros motivos). Essas mudanças tiveram um impacto significativo no teste de *impairment* da Companhia, conforme descrito na nota 14.

3.4. Investigações envolvendo a Companhia

A Petrobras não é um dos alvos das investigações da “Operação Lava Jato”. 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 *subpoena* e pretende continuar contribuindo, em conjunto com os escritórios de advocacia brasileiro e norte-americano contratados para realizar uma investigação interna independente.

3.5. Ações judiciais envolvendo a Companhia

A nota 30 apresenta informações sobre as 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.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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 operacionais relevantes dessas entidades. As entidades estruturadas consolidadas são:

Entidades estruturadas consolidadas	Principal segmento de atuação	
	País	
Charter Development LLC – CDC (i)	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

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

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 economicamente entre as referidas empresas.

4.1.1.Reconciliação do patrimônio líquido e lucro líquido (prejuízo) do consolidado com o da controladora

	Patrimônio líquido		Lucro líquido (Prejuízo)	
	31.12.2014	31.12.2013	2014	2013
Consolidado - IFRS	310.722	349.334	(21.924)	23.007
Patrimônio de acionistas não controladores	(1.874)	(1.394)	337	563
Despesas diferidas líquidas de IR (*)	–	200	(105)	(162)
Controladora - CPC	308.848	348.140	(21.692)	23.408

(*) O saldo de despesas diferidas foi integralmente amortizado até 31 de dezembro de 2014.

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.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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.

As informações por área de negócio na Companhia estão segmentadas nas seguintes áreas:

- 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, 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, 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 país 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.
- f) Internacional: abrange as atividades de exploração e produção de petróleo e gás, de abastecimento, de gás e energia e de distribuição, realizadas no exterior, em diversos países das Américas, África, Europa e Ásia.

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.

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. Estes instrumentos são inicialmente mensurados ao valor justo, são classificados de acordo com a intenção da Companhia e mensurados subsequentemente conforme abaixo:

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

- Valor justo por meio do resultado: Incluem títulos adquiridos ou incorridos principalmente para a finalidade de venda ou de recompra em prazo muito curto. São mensurados subsequentemente à aquisição ao valor justo cujas alterações no valor justo 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. São mensurados subsequentemente à aquisição 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. São mensurados subsequentemente ao valor justo cujas alterações são reconhecidas em outros resultados abrangentes, no patrimônio líquido, e reclassificadas para resultado quando o instrumento é desreconhecido ou realizado.

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

4.3.3. Contas a receber

São contabilizados inicialmente pelo valor justo da contraprestação a ser recebida e, subsequentemente, 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 possam ser confiavelmente estimadas. A perda é reconhecida no resultado como despesa de vendas.

4.3.4. Financiamentos

São reconhecidos pelo valor justo menos os custos de transação incorridos e, após o reconhecimento inicial, são mensurados pelo custo amortizado utilizando-se do método da taxa de juros efetiva.

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*

No início da contabilidade de *hedge*, a Companhia elabora documentação formal da relação de *hedge* e do objetivo e estratégia da gestão de risco.

As relações de *hedge* que se qualificam como *hedge accounting* são: (i) *hedge* de valor justo, quando se refere a *hedge* de exposição às alterações no valor justo de ativo ou passivo reconhecido ou de compromisso firme não reconhecido, ou de parte identificada de tal ativo, passivo ou compromisso firme; e (ii) *hedge* de fluxos de caixa, quando se refere a *hedge* de exposição à variabilidade nos fluxos de caixa que seja atribuível a um risco particular associado a um ativo ou passivo reconhecido ou a uma transação prevista altamente provável.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros derivativos designados e qualificados como *hedge* de valor justo, os ganhos ou perdas resultantes da mensuração ao valor justo do instrumento e do objeto de *hedge* são reconhecidos no resultado.

Para *hedges* qualificados como de fluxo de caixa, a Companhia designa instrumentos financeiros derivativos e não-derivativos, sendo a parcela efetiva dos ganhos e perdas decorrentes das variações do valor justo reconhecida no patrimônio líquido em outros resultados abrangentes e transferida para o resultado financeiro quando o item protegido for efetivamente realizado. A parcela não efetiva do *hedge* 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 *hedge accounting*, o ganho ou perda acumulado permanece reconhecido no patrimônio. A reclassificação do ganho ou perda para o resultado é realizada quando a transação prevista ocorre. Quando não se espera mais 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 e suprimentos para manutenção e outros representam, principalmente, insumos de produção e materiais de operação e consumo que serão utilizados nas atividades da Companhia, exceto matérias-primas, 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 identificado.

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.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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. Nas demonstrações contábeis individuais, apenas as Operações em Conjunto (*joint operations*) constituídas por meio de entidade veículo com personalidade jurídica própria devem ser avaliadas pelo MEP. Para as operações em conjunto (*joint operations*), a Companhia reconhece a participação dos seus ativos, passivos e as respectivas receitas e despesas nestas operações.

As demonstrações financeiras das *joint ventures* e coligadas são ajustadas para assegurar consistência com as políticas adotadas pela Petrobras.

Os dividendos recebidos provenientes desses investimentos societários são registrados como uma redução do valor dos respectivos investimentos.

4.6. Combinação de negócios e *goodwill*

O método de aquisição é aplicado para as transações onde 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.
- 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.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

- 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.
- 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 representa os custos para colocar o ativo em condições de operação, bem como pelo valor presente dos custos estimados com desmontagem e remoção do imobilizado e de restauração do local no qual este 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 os requisitos de reconhecimento são atendidos. 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 (custo ou despesa).

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 vigente 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 suspende a capitalização dos encargos financeiros dos ativos qualificáveis cujo desenvolvimento esteja suspenso por longos períodos.

Os ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás, cuja vida útil seja igual ou maior do que a vida do campo (tempo de exaustão das reservas), são depreciados pelo método das unidades produzidas.

Os bens vinculados diretamente à produção de óleo e gás, cuja vida útil seja inferior à vida útil do campo (tempo de exaustão da reserva); as plataformas móveis; e os demais bens não relacionados diretamente à produção de petróleo e gás são depreciados pelo método linear.

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 e cessão onerosa de direitos de exploração em blocos da área do pré-sal, 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.

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 (*goodwill*), decorrente de aquisição de participação com controle. Nas demonstrações contábeis individuais, o ágio (*goodwill*) 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 conta do ativo imobilizado e, desta forma, os valores relativos à cessão onerosa de direitos de exploração em blocos da área do pré-sal estavam classificados no intangível até a declaração de comercialidade, em 29 de dezembro de 2014, conforme nota explicativa 12.3. Os bônus de assinatura das concessões, 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, individualmente ou no nível da unidade geradora de caixa. A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente para determinar se essa avaliação continua a ser justificável. Caso contrário, a mudança na vida útil de indefinida para definida é feita de forma prospectiva.

4.10. Redução ao valor recuperável de ativos – *Impairment*

A Companhia avalia os ativos do imobilizado e do intangível com vida útil definida quando há indicativos de não recuperação do seu valor contábil. Os ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural e aqueles que têm uma vida útil indefinida, como o ágio (*goodwill*), oriundos de uma combinação de negócios, têm a recuperação do seu valor testada anualmente, independentemente de haver indicativos de perda de valor.

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 particularidades dos ativos da Companhia, o valor recuperável utilizado para avaliação do teste de redução ao valor recuperável 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, considerando as melhores estimativas da Companhia. 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 estratégico divulgado, curvas de produção associadas aos projetos existentes no portfólio da Companhia, custos operacionais de mercado e investimentos necessários para realização dos projetos.

Essas avaliações são efetuadas ao menor nível de ativos para os quais existam fluxos de caixa identificáveis. Os ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural são revisados anualmente (ou quando há indicação de que o valor contábil pode não ser recuperável), campo a campo, para identificação de possíveis perdas na recuperação, com base no fluxo de caixa futuro estimado.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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

4.11. Arrendamentos mercantis

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

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 que a Companhia utiliza os 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.

4.12. Ativos classificados como mantidos para venda

Os ativos e eventuais passivos associados são classificados como mantidos para venda quando seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio de uma venda. Essa condição só é alcançada quando a alienação for aprovada pela Administração da Companhia, 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 atraso 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.

4.13. Desmantelamento de áreas

Representam os gastos futuros com a obrigação para recuperar o meio ambiente e para desmobilizar e desativar as unidades produtivas, em função da exaustão da área explorada ou da suspensão permanente das atividades na área por razões econômicas.

São reconhecidos no Imobilizado pelo seu valor presente e revisados anualmente, descontada a uma taxa ajustada ao risco, como parte do valor dos ativos que lhes deu origem, desde que exista obrigação legal e seu valor possa ser estimado em bases confiáveis, tendo como contrapartida o registro de uma provisão no passivo da Companhia. Os juros incorridos pela atualização da provisão estão classificados como despesas financeiras. As estimativas de dismantelamento de área são amortizadas nas mesmas bases dos ativos principais.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

As obrigações futuras com desmantelamento de área de produção de petróleo e gás ficam passíveis de registro após as declarações de comercialidade que deram origem aos campos de produção e são revisadas anualmente.

4.14. 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 incluindo benefícios econômicos será necessária para liquidar a obrigação, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável.

Os ativos contingentes não são reconhecidos contabilmente nas demonstrações contábeis.

Os passivos contingentes não são reconhecidos no balanço, porém são objeto de divulgação em notas explicativas quando a probabilidade de saída de recursos for possível, inclusive aqueles cujos valores não possam ser estimados.

4.15. 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 lucro corrente, a Companhia adotou o Regime Tributário de Transição (RTT) para garantir a neutralidade na determinação do lucro tributável com a adoção dos IFRS. Em razão da lei 12.973/14, que revoga o RTT, a Companhia, como não optante das proposições contidas na lei para o exercício de 2014, mantém as disposições relativas ao RTT para o exercício corrente.

A Companhia não espera que a adoção do novo regime tributário resulte em impactos materiais no resultado ou nas demonstrações contábeis consolidadas.

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.

b) Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os impostos e contribuições sociais diferidos são reconhecidos em função das diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negativa da contribuição social, quando aplicável. Os reconhecimentos no ativo são realizados na proporção da probabilidade de que lucro tributável futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são calculados aplicando-se alíquotas que se espera que sejam aplicáveis no período quando for realizado o ativo ou liquidado o passivo, com base nas alíquotas (e legislação fiscal) que estejam em vigor ao final do período que está sendo reportado.

O imposto de renda e a contribuição social correntes e diferidos são apresentados líquidos, por entidade contribuinte.

4.16. 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 (ativo) são reconhecidos quando incorridos 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 (ativo) de benefício definido é a mudança, durante o período, no valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido resultante da passagem do tempo.

Remensurações do valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido, reconhecidos no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, compreendem: i) ganhos e perdas atuariais; ii) retorno sobre os ativos do plano, menos a receita de juros auferida por esses ativos; e iii) qualquer mudança no efeito do teto de ativo (*asset ceiling*), menos os valores de juros sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido.

A Companhia contribui para os planos de contribuição definida, cujos percentuais são baseados na folha de pagamento, sendo essas contribuições levadas ao resultado quando incorridas.

4.17. 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.

4.18. Outros resultados abrangentes

São classificados como outros resultados abrangentes, os ajustes decorrentes das variações de valor justo envolvendo ativos financeiros disponíveis para venda, *hedge* de fluxo de caixa e ganhos e perdas atuariais em planos de pensão com benefício definido, bem como o ajuste acumulado de conversão.

4.19. Subvenções e assistências governamentais

Subvenções governamentais são reconhecidas quando houver razoável certeza de que o benefício será recebido e que todas as correspondentes condições serão satisfeitas.

Quando se referir a um item de despesa, o benefício é reconhecido como receita ao longo do período de fruição, de forma sistemática, em relação aos custos cujo benefício objetiva compensar. Quando se referir a um ativo, o benefício é reconhecido em conta de passivo como receita diferida, sendo alocada ao resultado em valores iguais ao longo da vida útil esperada do item correspondente.

4.20. 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 todos os riscos e benefícios 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 atribuíveis às construções dos bens que necessitam de um período substancial de tempo para estar pronto para uso, 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 financeiras 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, que são utilizadas para o cálculo das taxas de depreciação/depleção/amortização no método de unidades produzidas e teste de recuperabilidade dos ativos (*impairment*).

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

A apuração dos volumes de reserva exige a aplicação de julgamentos e está sujeita a revisões anuais, ou em um intervalo menor, caso haja indício de alterações significativas, realizadas a partir de reavaliação de dados preexistentes e/ou novas informações disponíveis relacionadas à produção, reservatórios e geologia, bem como alterações em preços e custos utilizados. As revisões podem, também, resultar de alterações significativas na estratégia de desenvolvimento da Companhia ou da capacidade de produção de equipamentos e instalações.

A Companhia apura as reservas de acordo com os Critérios SEC (*Securities and Exchange Commission*) e ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis-ANP/*Society of Petroleum Engineers-SPE*). As principais diferenças entre os critérios ANP/SPE e SEC são: preços de venda, critério de melhoria de recuperação, limites de áreas não perfuradas, limites de contato de fluidos, definições de reservatórios análogos usadas para estimar reservas e, no caso do Brasil, o prazo de concessão. Pelo Critério SEC, são estimadas apenas as Reservas Provasdas, enquanto no Critério SPE são estimadas as reservas provadas e não provadas.

De acordo com as definições prescritas pela *Securities and Exchange Commission (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 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 de despesas com depreciação/depleção/amortização, enquanto um incremento das reservas resultaria em redução da depreciação/depleção/amortização.

Outras informações sobre depreciação e depleção são apresentadas nas notas explicativas 4.8 e 12.2.

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

Para avaliar a recuperabilidade dos ativos relacionados à exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural, 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 – *Society of Petroleum Engineers*.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

A gestão da Companhia realiza avaliações contínuas dos ativos, analisando sua recuperabilidade, para as quais utiliza a estimativa dos volumes de reservas de petróleo e gás natural, além de preços estimados futuros de petróleo e gás natural.

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.

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. Os testes de recuperabilidade dos ativos (*impairment*) não apenas utilizam os preços de longo prazo previstos no planejamento, orçamento e nas decisões de investimento de capital da Companhia, os quais são considerados estimativas razoáveis em relação aos indicadores de mercado e às experiências passadas, mas também consideram a volatilidade de curto prazo nos preços de petróleo para a determinação dos primeiros anos do valor em uso.

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 podem ser indícios da necessidade de realização de teste de *impairment*.

Outras informações sobre ativos relacionados à exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural são apresentadas nas notas explicativas 4.8 e 12.

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

A definição das unidades geradoras de caixa - UGC's envolve julgamentos e avaliação por parte da Administração, com base em seu modelo de negócio e gestão, e seus impactos sobre os resultados dos testes de recuperabilidade de ativos de longa duração podem ser significativos. As premissas apresentadas a seguir foram utilizadas de forma consistente pela companhia:

- UGC's da área de Exploração e Produção: 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.
- UGC's da área de Abastecimento: i) UGC Abastecimento: conjunto de ativos que compõem as refinarias, terminais e dutos, bem como os ativos logísticos operados pela Transpetro. A definição da UGC Abastecimento é baseada no conceito de integração e otimização do resultado, podendo as indicações do planejamento e as operações dos ativos privilegiarem uma determinada refinaria em detrimento de outra, buscando maximizar o desempenho global da UGC, sendo os dutos e terminais partes complementares e interdependentes dos ativos de refino, com o objetivo comum de atendimento ao mercado. Durante o trimestre findo em 31 de Dezembro de 2014, a Companhia excluiu ativos em construção no âmbito dos projetos do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) e 2º trem de refino da Refinaria Abreu e Lima (RNEST) desta UGC, conforme nota explicativa 14; ii) UGC Petroquímica: ativos das plantas petroquímicas das empresas PetroquímicaSuape e Citepe; e iii) UGC Transporte: a unidade geradora de caixa desse segmento é definida pelos ativos da frota de navios da Transpetro.
- UGC's 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). A Companhia excluiu ativo em construção no âmbito do projeto da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN III), conforme nota explicativa 14; e ii) UGC Energia: conjunto de ativos que compõe o portfólio de usinas termoeletricas (UTE).

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

- UGC da área de Distribuição: conjunto de ativos de distribuição, relacionados principalmente às atividades operacionais da Petrobras Distribuidora S.A.
- UGC da área de Biocombustível: i) UGC Biodiesel: conjunto de ativos que compõem as usinas biodiesel. A definição da UGC, com avaliação conjunta das usinas, reflete o processo de planejamento e realização da produção, considerando as condições do mercado nacional e a capacidade de fornecimentos de cada usina, assim como os resultados alcançados nos leilões e a oferta de matéria-prima; e ii) UGC Etanol: representadas por investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto do setor de etanol.
- UGC da Internacional: i) UGC Exploração e Produção Internacional: 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; e ii) demais atividades da área internacional: definida ao menor nível de ativos para os quais exista fluxo de caixa identificável.

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.

5.3. 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 por conjunto projetado de taxas anuais considerando a evolução histórica dos desembolsos per capita do plano de saúde, observáveis nos últimos 5 anos, para definição de um ponto inicial da curva que decresce gradualmente em 30 anos para alcance do patamar de inflação geral da economia.

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 real 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.

5.4. 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 e nos julgamentos da Administração.

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

5.5. 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 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 as obrigações ocorrerão no longo prazo; 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 que as tecnologias e custos de remoção de ativos se alteram constantemente, juntamente com as questões políticas, ambientais, de segurança e de relações públicas.

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 4.13 e 20.

5.6. Valor justo dos instrumentos financeiros derivativos

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos ao valor justo nas demonstrações contábeis. A definição do valor justo exige julgamento da existência ou não de ativos idênticos ou similares cotados em mercado ativo e, na sua ausência, do uso de metodologias alternativas de valoração que podem ser complexas e envolvem estimativas de preços futuros, taxas de juros de longo prazo e índices de inflação.

Outras informações sobre instrumentos financeiros derivativos são apresentadas nas notas explicativas 4.3.5 e 33.

5.7. Contabilidade de *hedge*

A identificação de relações de *hedge* entre objetos protegidos e os instrumentos de proteção (instrumentos financeiros derivativos e/ou não derivativos) envolve julgamentos críticos relacionados à efetiva existência da relação de proteção e da efetividade das mesmas. Ademais, a Companhia avalia continuamente o alinhamento entre as relações de *hedge* identificadas e os objetivos e estratégia de sua política de gestão de risco.

5.8. Ajustes decorrentes da Operação Lava Jato

5.8.1. Metodologia de estimativa

Como descrito na nota explicativa 3, a Companhia baixou 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, portanto desenvolveu uma análise de sensibilidade (descrita na nota explicativa 3) 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.

5.8.2. Abordagens consideradas pela Companhia, mas não adotadas

Os padrões internacionais de contabilidade (IFRS) permitem a utilização do modelo de reavaliação de ativos como forma de mensurar o valor contábil dos ativos imobilizados. Tal prática, contudo, não é permitida pela legislação brasileira e, dessa forma, foi desconsiderada como alternativa viável para que a Companhia realizasse a correção de seus ativos imobilizados para o impacto dos custos adicionais impostos pelas empreiteiras e fornecedores.

A Companhia considerou também a possibilidade de utilizar um cálculo substituto (*proxy*) para quantificar os erros a serem corrigidos. A metodologia que seria utilizada envolveria determinar o justo valor dos ativos impactados por pagamentos indevidos e, para cada um desses ativos, a diferença entre o valor contábil e o valor justo seria considerada como uma estimativa do montante de custos adicionais impostos pelas empreiteiras e fornecedores e utilizados para realizar pagamentos indevidos.

A abordagem não seria considerada como uma perda em função da redução no valor recuperável dos ativos impactados (*impairment*), uma vez que os ativos seriam avaliados a valor justo de forma individual e não dentro de unidades geradoras de caixa e, além disso, o valor recuperável não seria determinado pelo maior valor entre o valor justo e o valor em uso, mas apenas seria considerado o valor justo.

A Companhia contratou duas empresas globais reconhecidas internacionalmente como avaliadores independentes, para determinar o valor justo da maior parte dos ativos impactados, utilizando a técnica mais adequada de acordo com a natureza dos ativos e informações disponíveis.

Para 31 ativos avaliados, o valor justo se mostrou inferior ao valor contábil, num total de R\$ 88,6 bilhões e para 21 ativos, o valor justo se mostrou acima do valor contábil, totalizando R\$ 27,2 bilhões. Conforme indicado anteriormente, a diferença entre valor justo e valor contábil seria conceitualmente atribuída aos pagamentos indevidos.

Contudo, após a elaboração do cálculo, verificou-se que a diferença entre valor justo e valor contábil era significativamente superior a qualquer estimativa razoável do total de pagamentos indevidos descobertos no âmbito das investigações da "Operação Lava Jato". A diferença entre o valor justo e o valor contábil seria oriunda, em sua maior parte, não dos pagamentos indevidos, mas de diversos outros fatores (tanto de cunho metodológico quanto resultantes do ambiente de negócios atual), que não podem ser individualmente quantificados, mas incluem:

- o valor justo dos ativos foi mensurado de forma individualizada (*stand-alone basis*), desconsiderando os ganhos obtidos pela Companhia por utilizá-los de forma integrada, havendo transferência de valor de um ativo para outro, dependendo da forma como eles são operados, na busca de maximizar o resultado global do conjunto de ativos, em detrimento de otimizar o resultado individual de cada ativo (principalmente no caso dos ativos de refino). Tais ganhos são capturados no conceito de unidades geradoras de caixa (UGCs) para fins de teste de *impairment* e muitos dos ativos impactados fazem parte de UGCs nas quais ativos são agrupados;
- a taxa de desconto utilizada pelos avaliadores considera um prêmio de risco relacionado à aquisição de um ativo isolado por um terceiro que o adquiriria em um ambiente fortemente dominado por um único *player* com grande escala (a Petrobras). Isso seria aplicável para novos projetos de investimento, mas não para determinar o valor em uso de ativos que já fazem parte do portfólio da Companhia;

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

- mudanças em variáveis econômicas e financeiras (taxas de câmbio, taxa de desconto, medidas de risco e custo de capital);
- mudanças nas estimativas de preços e margens dos insumos;
- mudanças nas projeções de preço, margem e demanda por produtos vendidos em função de mudanças nas condições de mercado atuais;
- mudanças nos custos de equipamentos, salários e outros custos correlatos;
- impacto dos requerimentos relacionados à obrigatoriedade de utilização de conteúdo local; e
- problemas no planejamento de projetos (principalmente aqueles envolvendo as áreas de Engenharia e Abastecimento).

Dessa forma, a Companhia concluiu que utilizar o cálculo de valor justo como um substituto (ou *proxy*) para ajustar seus ativos imobilizados não teria sido apropriado, uma vez que o ajuste incluiria elementos que não possuíam relação direta com os custos adicionais impostos pelas empreiteiras e fornecedores e utilizados para realizar pagamentos indevidos.

5.9. 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

Durante o exercício de 2014, a seguinte norma emitida pelo IASB entrou em vigor, e não impactou materialmente as demonstrações contábeis da Companhia:

- IFRIC 21 - "Tributos". A IFRIC 21 é uma interpretação do IAS 37, Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, que especifica quando uma entidade deve reconhecer um tributo a pagar para o governo (exceto imposto de renda). Esta interpretação esclarece que o fato gerador da obrigação que dá origem a obrigação de pagar o tributo é a atividade descrita na legislação pertinente que desencadeia o pagamento do tributo.

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 2014 são as seguintes:

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Norma	Exigências-chave	Data de vigência
Emenda ao IFRS 11 "Negócios em Conjunto"	Determina que uma entidade que adquire participação em uma operação em conjunto (IFRS 11/CPC 19) que atende a definição de um negócio (IFRS 3/CPC 15), contabilize a aquisição seguindo os mesmos princípios usados em combinações de negócios.	1º de janeiro de 2016
Emenda ao IFRS 10 "Demonstrações Consolidadas" e IAS 28 "Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto"	Determinam que quando um ativo for vendido para, ou aportado em uma coligada ou em um empreendimento controlado em conjunto, e o ativo atende a definição de negócio (IFRS 3/CPC15), o ganho ou perda deve ser reconhecido integralmente pelo investidor (independentemente da participação de terceiros na coligada ou no empreendimento controlado em conjunto).	1º de janeiro de 2016
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.	1º de janeiro de 2017
IFRS 9 - "Instrumentos Financeiros"	Simplifica o modelo de mensuração combinada e estabelece duas principais categorias de mensuração para ativos financeiros: custo amortizado e valor justo. A base de classificação depende do modelo de negócios da entidade e das características do fluxo de caixa contratual do ativo financeiro. A orientação do IAS 39 sobre redução do valor recuperável de ativos financeiros e contabilidade de hedge continua aplicável. Institui novos requisitos relacionados a contabilidade de hedge.	1º de janeiro de 2018

Quanto às emendas e novas normas listadas acima, a Companhia está avaliando os impactos da aplicação em suas demonstrações contábeis consolidadas de exercícios futuros.

b) Legislação tributária

Em 14 de maio de 2014 foi publicada a Lei nº 12.973 que, dentre outras matérias:

- Revogou o Regime Tributário de Transição (RTT) instituído pela Lei nº 11.941, de 27 de maio de 2009;
- Regulamentou o tratamento dos efeitos da adoção das normas contábeis internacionais (IFRS) na apuração dos tributos federais (IRPJ, CSLL, PIS e COFINS).

Esta lei entrou em vigor a partir de 1º de janeiro de 2015, exceto os arts. 3º, 72 a 75 e 93 a 119, que entraram em vigor na data de sua publicação.

A regulamentação desta Lei se deu por intermédio da Instrução Normativa nº 1.515, de 24 de novembro de 2014, da Secretaria da Receita Federal do Brasil.

A Administração da Companhia optou pela aplicação das disposições contidas nos arts. 1º e 2º e 4º a 70 da Lei nº 12.973/2014, referentes à adoção do novo regime tributário, em substituição ao RTT, a partir do exercício de 2015. Dessa forma, não houve impactos nas demonstrações contábeis consolidadas do exercício de 2014. Adicionalmente, não são esperados efeitos relevantes em relação à incidência tributária e nem impactos nas demonstrações contábeis consolidadas, a partir da aplicação dessa legislação para o exercício de 2015.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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

Caixa e equivalentes de caixa	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Caixa e bancos	1.884	2.227	2	4
Aplicações financeiras de curto prazo				
- No País				
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	5.311	8.182	4.182	5.312
Outros fundos de investimentos	107	125	282	1.119
	5.418	8.307	4.464	6.431
- No exterior				
Time deposit	23.110	14.231	–	469
Auto Invest	8.226	9.328	–	–
Outras aplicações financeiras no exterior	5.601	3.079	859	1.013
	36.937	26.638	859	1.482
Total das aplicações financeiras de curto prazo	42.355	34.945	5.323	7.913
Total de caixa e equivalentes de caixa	44.239	37.172	5.325	7.917

Os fundos de investimentos no país têm seus recursos aplicados em títulos públicos federais brasileiros. As aplicações no exterior são compostas por *time deposits* com prazos de até 3 meses, por outras aplicações em contas remuneradas com liquidez diária denominadas *Auto Invest* e outros instrumentos de renda fixa de curto prazo, realizadas com instituições de primeira linha.

Títulos e valores mobiliários	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Para negociação	7.146	9.085	7.092	9.085
Disponíveis para venda	56	39	52	37
Mantidos até o vencimento	17.851	284	8.346	13.887
	25.053	9.408	15.490	23.009
Circulante	24.763	9.101	15.241	22.752
Não circulante	290	307	249	257

Os títulos para negociação referem-se principalmente a investimentos em títulos públicos federais brasileiros e os títulos mantidos até o vencimento referem-se principalmente a aplicações no exterior em *time deposits* realizadas com instituições financeiras de primeira linha.

Estes investimentos financeiros possuem prazos de vencimentos superiores a 3 meses e são apresentados no ativo circulante em função da expectativa de realização ou vencimento no curto prazo.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

8. Contas a receber

8.1. Contas a receber, líquidas

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Clientes				
Terceiros	28.227	23.785	9.121	4.093
Partes relacionadas (nota explicativa 19)				
Investidas	2.293	1.542	19.913	11.384
Recebíveis do setor elétrico	7.879	4.332	765	905
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal	843	836	843	836
Outras	5.322	6.066	2.685	4.009
	44.564	36.561	33.327	21.227
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	(8.956)	(3.293)	(4.873)	(473)
	35.608	33.268	28.454	20.754
Circulante	21.167	22.652	17.783	16.301
Não circulante	14.441	10.616	10.671	4.453

8.2. Movimentação das perdas em créditos de liquidação duvidosa

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Saldo inicial	3.293	2.967	473	412
Adições ^(*)	5.801	290	4.472	88
Baixas	(323)	(144)	(72)	(27)
Ajuste Acumulado de Conversão	185	180	–	–
Saldo final	8.956	3.293	4.873	473
Circulante	3.845	1.873	2.230	473
Não circulante	5.111	1.420	2.643	–

^(*) Refere-se, principalmente, ao setor elétrico (nota explicativa 8.4).

8.3. Contas a receber vencidos – Clientes Terceiros

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Até 3 meses	2.186	2.133	1.050	830
De 3 a 6 meses	472	637	187	452
De 6 a 12 meses	480	925	151	582
Acima de 12 meses	4.866	4.279	1.218	786
	8.004	7.974	2.606	2.650

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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

	Consolidado					
	2014			2013		
	A vencer	Vencido	Total	A Vencer	Vencido	Total
Cientes						
Sistema Eletrobras (Nota explicativa 19.5)	6.736	1.143	7.879	1.553	2.779	4.332
Companhia de Gás do Amazonas (CIGÁS)	3.364	442	3.806	–	1.597	1.597
Outros	63	1.046	1.109	101	617	718
	10.163	2.631	12.794	1.654	4.993	6.647
(-) Perdas em créditos de liquidação duvidosa	(2.895)	(1.650)	(4.545)	–	(34)	(34)
Total	7.268	981	8.249	1.654	4.959	6.613
Partes relacionadas						
Terceiros	6.569	437	7.006	1.553	2.763	4.316
	699	544	1.243	101	2.196	2.297

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia possuía recebíveis do setor elétrico no total de R\$ 12.794 (R\$ 6.647 em 31 de dezembro de 2013), dos quais R\$ 11.150 foram classificados no ativo não circulante. Estes recebíveis são compostos de:

(i) R\$ 12.022 (R\$ 6.228 em 31 de dezembro de 2013), referentes a fornecimento de óleo combustível e gás natural, entre outros produtos, para usinas de geração termelétrica (controladas da Eletrobras), concessionárias estaduais e produtores independentes de energia (PIEs) localizados na região norte do país;

(ii) R\$ 772 (R\$ 419 em 31 de dezembro de 2013), referentes a contratos de fornecimento de energia com a controlada da Eletrobras, firmados em 2005, cujas características configuram um arrendamento mercantil financeiro de duas usinas termelétricas na região norte do país, visto que os contratos determinam, entre outras condições, a transferência das usinas ao final do contrato, sem indenização (prazo de 20 anos). Não há valores vencidos.

Parte dos custos do fornecimento de combustível para essas térmicas é suportada pelos recursos da Conta de Consumo de Combustível – CCC, gerenciada pela Eletrobras.

Como os valores repassados pela CCC não vinham sendo suficientes para que as empresas do setor elétrico localizadas na região norte do país honrassem seus débitos, alguns destes clientes encontravam dificuldades financeiras para quitar as obrigações de fornecimento de produtos junto a Companhia, razão pela qual, em 31 de dezembro de 2014, a Companhia e empresas do Sistema Eletrobras celebraram contratos de confissão de dívida no montante de R\$ 8.601, que abrangem débitos vencidos até o dia 30 de novembro de 2014, atualizados pela SELIC, cujos pagamentos serão efetuados em 120 parcelas mensais e sucessivas a partir de fevereiro de 2015.

Parte da confissão de dívida foi garantida por penhor de créditos no montante de R\$ 6.084 oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que entre suas finalidades está a de prover recursos para os dispêndios da CCC referente à geração de energia no sistema isolado. Esta garantia real de créditos da CDE se deu em função do reconhecimento em fevereiro de 2015, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), dos créditos decorrentes da repactuação de dívidas da CDE com credores da CCC.

A partir do início de 2015, dada a mudança da política tarifária para o setor elétrico (“realismo tarifário”), com aumentos já praticados no primeiro trimestre, ocorrerá um maior equilíbrio financeiro das empresas do setor e, consequentemente, a redução da inadimplência relativa ao fornecimento de combustíveis, provavelmente a partir do segundo trimestre, considerado o período de tempo entre a cobrança dos recursos pelas distribuidoras nas contas de energia elétrica já majorados junto aos consumidores finais e a respectiva disponibilização, na CCC, para reembolso de parte expressiva dos custos aos produtores de energia.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Nesse novo contexto e após avaliação da Administração, foram reconhecidos R\$ 4.511 como perdas em créditos de liquidação duvidosa, considerando-se os valores a receber até 31 de outubro de 2014 sem garantia real, incluindo saldos a vencer de confissões de dívidas, assim como saldos vencidos de empresas que não iniciaram as tratativas para equacionamento da dívida. Não foram reconhecidas perdas para faturamentos a partir de 01 de novembro de 2014, uma vez que a ANEEL incluiu tal período na determinação da nova realidade tarifária, e tampouco para empresas adimplentes.

9. Estoques

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Petróleo	10.563	13.702	8.883	10.805
Derivados de petróleo	11.510	11.679	9.046	10.282
Intermediários	2.268	2.165	2.268	2.165
Gás Natural e GNL (*)	951	939	557	697
Biocombustíveis	398	370	45	44
Fertilizantes	91	60	91	55
	25.781	28.915	20.890	24.048
Materiais, suprimentos e outros	4.797	4.532	3.670	3.547
	30.578	33.447	24.560	27.595
Circulante	30.457	33.324	24.461	27.476
Não circulante	121	123	99	119

(*) GNL - Gás Natural Liquefeito

Os estoques consolidados são apresentados deduzidos de provisão, no montante de R\$ 399, para ajuste ao seu valor realizável líquido (R\$ 205 em 31 de dezembro de 2013), 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\$ 2.461 em 2014 (R\$ 1.269 em 2013).

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\$ 6.151 (R\$ 6.972 em 31 de dezembro de 2013), conforme nota explicativa 22.1.

10. Vendas e incorporações de ativos

10.1. Venda de ativos

Brasil PCH S.A.

Em 14 de junho de 2013, a Petrobras celebrou contrato de compra e venda com a Cemig Geração e Transmissão S.A., que posteriormente cedeu esse contrato à Chipley SP Participações, para alienação da totalidade de sua participação acionária detida na Brasil PCH S.A., equivalente a 49% do capital votante, pelo valor de R\$ 650, sem considerar os ajustes previstos no contrato.

Em 14 de fevereiro de 2014, após atendidas todas as condições precedentes previstas em contrato, a Petrobras concluiu a operação de alienação pelo valor total de R\$ 711, considerando os ajustes ao preço, apurando um ganho antes dos impostos sobre o lucro de R\$ 646, reconhecido em outras despesas líquidas.

Petrobras Colombia Limited (PEC)

Em 13 de setembro de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a alienação de 100% das ações de emissão da Petrobras Colombia Limited (PEC), controlada da Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), para a Perenco Colombia Limited, pelo valor de US\$ 380 milhões sujeitos a ajuste de preço até o fechamento da operação.

Em 30 de abril de 2014, foi finalizada a venda, com a transferência dos ativos e passivos para a Perenco, registrando-se um ganho de US\$ 101 milhões, reconhecido em outras despesas líquidas.

UTE Norte Fluminense S.A.

Em 11 de abril de 2014, a Petrobras vendeu para o Grupo Électricité de France (EDF) a sua participação acionária de 10% na UTE - Norte Fluminense S.A., por R\$ 182, apurando um ganho de R\$ 83 reconhecido em outras despesas líquidas, não existindo condições precedentes.

Transierra S.A.

Em 5 de agosto de 2014, a Petrobras vendeu para a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), a sua participação acionária de 44,5% na Transierra S.A., por US\$ 107 milhões, apurando um ganho de US\$ 32 milhões reconhecido em outras despesas líquidas, não existindo condições precedentes.

Innova S.A.

Em 16 de agosto de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a alienação de 100% das ações de emissão da Innova S.A. para a Videolar S.A. e seu acionista majoritário, pelo valor de R\$ 870, ficando a conclusão da operação sujeita a determinadas condições precedentes, incluindo a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE .

Em 1º de outubro de 2014 a aquisição da Innova S.A. foi autorizada com restrições, condicionando ao cumprimento de um conjunto de medidas previstas em um Acordo em Controle e Concentrações - ACC firmado entre o CADE e as requerentes.

Em 30 de outubro de 2014 a operação foi finalizada conforme previsto no contrato de compra e venda de ações, apurando um ganho de R\$ 145, reconhecido em outras despesas líquidas.

Petrobras Energia Peru S.A.

Em 12 de novembro de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda, pela Petrobras de Valores Internacional de España S.L. (PVIE) e Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), de 100% das ações da Petrobras Energia Peru S.A. para a China National Petroleum Corporation (CNPC), pelo valor total de US\$ 2.643 milhões, sujeito a ajuste de preço até o fechamento da operação, que está sendo apurado conforme estabelecido em contrato.

As condições precedentes, incluindo a aprovação dos governos chinês e peruano, bem como à observância dos procedimentos previstos nos respectivos *Joint Operating Agreement* (JOA) foram concluídas em novembro de 2014, sendo registrado um ganho na operação de US\$ 1.304 milhões, em outras despesas líquidas e US\$ 435 milhões em imposto de renda e contribuição social, perfazendo um ganho líquido de US\$ 869 milhões.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Companhia de Gás de Minas Gerais.

Em 18 de julho de 2014, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda de sua participação acionária de 40% na Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig) para a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig).

Em 10 de outubro de 2014, depois de atendidas todas as condições precedentes previstas em contrato, a Petrobras concluiu a operação de alienação pelo valor de R\$ 571, apurando um ganho de R\$ 172 reconhecido em outras despesas líquidas, não existindo condições precedentes.

10.2. Ativos classificados como mantidos para venda

Em 31 de dezembro de 2014, o montante de R\$ 13 classificado como ativo circulante (R\$ 5.638 e R\$ 2.514 em 31 de dezembro de 2013, classificado em ativo circulante e passivo circulante, respectivamente), refere-se a ativos mantidos para venda e compõe-se de: as sondas de perfuração PI, PIII, PIV, PV e a plataforma PXIV, apresentados no segmento de exploração e produção.

No decorrer de 2014, os demais ativos que apresentavam-se classificados como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2013 foram realizados.

10.3. Incorporações

Em 02 de abril de 2014, a Assembleia Geral Extraordinária da Petrobras aprovou as seguintes incorporações de controladas ao seu patrimônio, sem aumento do seu capital: Termoçu S.A., Termo Ceará Ltda. e Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos – CLEP.

Em 30 de janeiro de 2015, a Assembleia Geral Extraordinária da Petrobras aprovou as seguintes incorporações de controladas ao seu patrimônio, sem aumento do seu capital: Arembepe Energia S.A. e Energética Camaçari Muricy S.A.

Essas incorporações visam simplificar a estrutura societária da Companhia, minimizar custos e capturar sinergias e não geram efeitos sobre as demonstrações contábeis consolidadas da Companhia.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

11. Investimentos

11.1. Investimentos diretos (Controladora)

	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
Empresas Consolidadas						
Subsidiárias e Controladas						
Petrobras Netherlands B.V. - PNBV (i)	E&P	100,00%	100,00%	37.741	2.497	Holanda
Petrobras Distribuidora S.A. - BR	Distribuição	100,00%	100,00%	12.127	1.132	Brasil
Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG	Gás e Energia	100,00%	100,00%	6.615	572	Brasil
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Abastecimento	100,00%	100,00%	5.018	750	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00%	100,00%	3.495	447	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gás e Energia	100,00%	100,00%	2.594	1.492	Brasil
Petrobras International Braspetro - PIB BV (i) (ii)	Internacional	88,12%	88,12%	2.614	(1.643)	Holanda
Petrobras Biocombustível S.A.	Biocombustível	100,00%	100,00%	2.209	(266)	Brasil
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE	Abastecimento	100,00%	100,00%	1.053	(2.656)	Brasil
Liquigás Distribuidora S.A.	Abastecimento	100,00%	100,00%	910	53	Brasil
Termomacaé Ltda.	Gás e Energia	99,99%	99,99%	813	187	Brasil
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape	Abastecimento	100,00%	100,00%	776	(1.250)	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	761	(186)	Brasil
Breitener Energética S.A.	Gás e Energia	93,66%	93,66%	603	96	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil (i)	Corporativo	100,00%	100,00%	486	481	Ilhas Cayman
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	Gás e Energia	99,91%	99,91%	433	248	Brasil
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85%	98,85%	402	65	Brasil
Arembepe Energia S.A.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	389	117	Brasil
5283 Participações Ltda.	Internacional	100,00%	100,00%	310	(195)	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	273	2	Brasil
Energética Camaçari Muricy I Ltda.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	223	121	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,00%	99,00%	174	(74)	Brasil
Termomacaé Comercializadora de Energia Ltda	Gás e Energia	100,00%	100,00%	92	10	Brasil
Cordoba Financial Services GmbH (i)	Corporativo	100,00%	100,00%	53	(7)	Áustria
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	Corporativo	99,95%	99,95%	34	3	Brasil
Downstream Participações Ltda.	Corporativo	99,99%	100,00%	(2)	-	Brasil
Operações em conjunto						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	Abastecimento	50,00%	50,00%	251	47	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gás e Energia	50,00%	50,00%	157	39	Brasil
Empresas não-consolidadas						
Empreendimentos controlados em conjunto						
Logum Logística S.A.	Abastecimento	20,00%	20,00%	335	(147)	Brasil
Cia Energética Manauara S.A.	Gás e Energia	40,00%	40,00%	139	3	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	Abastecimento	50,00%	50,00%	134	32	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00%	30,00%	75	35	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00%	20,00%	75	(3)	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	Abastecimento	33,20%	50,00%	67	(3)	Brasil
METANOR S.A. - Metanol do Nordeste	Abastecimento	34,54%	34,54%	53	4	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00%	49,00%	41	-	Brasil
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00%	49,00%	39	-	Brasil
Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	51,00%	51,00%	36	-	Brasil
Eólica Mangue Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00%	49,00%	35	(2)	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - COQUEPAR	Abastecimento	45,00%	45,00%	11	(31)	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOS	Biocombustível	50,00%	50,00%	-	(63)	Brasil
GNL do Nordeste Ltda.	Gás e Energia	50,00%	50,00%	-	-	Brasil
Coligadas						
Fundo de Investimento em Participações de Sondas	E&P	4,59%	4,59%	7.893	117	Brasil
Sete Brasil Participações S.A.	E&P	5,00%	5,00%	7.659	941	Brasil
Braskem S.A.	Abastecimento	36,20%	47,03%	6.039	864	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	20,00%	20,00%	983	472	Brasil
Deten Química S.A.	Abastecimento	27,88%	27,88%	326	59	Brasil
Energética SUAPE II	Gás e Energia	20,00%	20,00%	218	72	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gás e Energia	20,00%	20,00%	71	(13)	Brasil
Nitroclor Ltda.	Abastecimento	38,80%	38,80%	1	-	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gás e Energia	30,00%	30,00%	-	-	Brasil

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

(ii) Participação de 11,88% da 5283 Participações Ltda.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

11.2. Mutação dos investimentos (Controladora)

	Saldo em 31.12.2013	Aquisição e aporte de capital	Transações de capital	Reorganiza- ções, redu- ção de capi- tal e outros	Resultado de participação em investi- mentos ^(*)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2014
Subsidiárias e controladas								
PNBV	29.371	-	1	-	2.612	4.706	-	36.690
Petrobras Distribuidora - BR	11.919	-	-	-	910	(553)	(352)	11.924
TAG ^(*)	-	-	(1.388)	7.426	1.501	(926)	(123)	6.490
Transpetro	4.595	-	-	-	703	4	(564)	4.738
PB-LOG	3.351	-	-	-	350	-	(303)	3.398
Gaspetro	10.632	-	-	(7.973)	1.492	-	(1.558)	2.593
PBIO	2.121	362	-	-	(266)	(8)	-	2.209
PIB BV	3.355	-	19	(694)	(1.382)	(115)	-	1.183
Citepe	2.492	1.205	-	-	(2.648)	-	-	1.049
Liquigás	969	-	-	-	50	10	(12)	1.017
Termomacaré Ltda.	747	-	-	-	187	-	(121)	813
Araucária Nitrogenados	789	158	-	-	(186)	-	-	761
PetroquímicaSuape	1.460	527	-	-	(1.237)	-	-	750
Breitener	475	-	-	-	90	-	-	565
PBEN	301	-	-	-	248	-	(117)	432
Termobahia	429	-	(95)	-	64	-	-	398
Arembepe	316	-	-	-	106	-	(41)	381
CLEP	1.530	-	-	(1.107)	64	-	(487)	-
Termoaçu	666	-	-	(683)	17	-	-	-
Termo Ceará	334	-	-	(310)	8	-	(32)	-
Outras Controladas	1.160	-	(13)	(527)	384	(24)	(88)	892
Operações em conjunto	218	-	-	-	44	-	(57)	205
Empreendimentos controlados em conjunto	388	378	-	(348)	(61)	-	(22)	335
Coligadas								
Braskem	5.157	-	-	-	291	(653)	(251)	4.544
Demais coligadas	695	359	(2)	(99)	187	17	(66)	1.091
Subsidiárias, controladas, operações/empreendimentos em conjunto e coligadas	83.470	2.989	(1.478)	(4.315)	3.528	2.458	(4.194)	82.458
Outros investimentos	27	-	-	(4)	-	-	-	23
Total dos Investimentos	83.497	2.989	(1.478)	(4.319)	3.528	2.458	(4.194)	82.481
Provisão para perda em controladas					22	87		
Resultado de empresas classificadas como mantidas para venda					180	-		
Resultado de participações em investimentos e outros resultados abrangentes					3.730	2.545		

^(*) A partir do 2º trimestre de 2014, a TAG deixou de ser controlada da Gaspetro, passando a ser controlada direta da Petrobras.

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

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

11.3. Investimentos (Consolidado)

	Investimentos		Equivalência	
	2014	2013	2014	2013
Investimentos avaliados por equivalência patrimonial				
Braskem S.A.	4.544	5.157	291	146
Petrobras Oil & Gas B.V. - PO&G	4.554	3.999	261	494
Guarani S.A.	1.377	1.194	(50)	(27)
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural	904	1.248	251	276
Nova Fronteira Bioenergia S.A.	433	399	34	(13)
Petrowayu S.A.	361	433	(129)	(3)
Petroritupano S.A.	297	464	(226)	(82)
Demais Investidas do Setor Petroquímico	174	196	4	26
UEG Araucária Ltda	194	138	94	7
Petrokariña S.A.	119	155	(56)	(22)
Transierra S.A.	-	159	16	11
Demais empresas	2.280	2.021	(39)	282
	15.237	15.563	451	1.095
Outros investimentos	45	52	-	-
	15.282	15.615	451	1.095

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	
	2014	2013		2014	2013	2014	2013
Controlada indireta							
Petrobras Argentina S.A.	1.356.792	1.356.792	ON	1,72	1,87	2.334	2.537
						2.334	2.537
Coligada							
Braskem S.A.	212.427	212.427	ON	10,80	16,50	2.294	3.505
Braskem S.A.	75.793	75.793	PNA	17,50	21,00	1.326	1.592
						3.620	5.097

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

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

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem foram apresentadas na nota explicativa 14.2.

11.5. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da Companhia é de R\$ 1.874, dos quais R\$ 1.286 são atribuíveis aos acionistas não controladores da Petrobras Argentina S.A. A seguir estão apresentadas suas informações contábeis sumarizadas:

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

	Petrobras Argentina	
	2014	2013
Ativo circulante	2.678	2.295
Ativo realizável a longo prazo	220	407
Imobilizado	3.598	3.438
Outros ativos não circulantes	1.092	1.490
	7.588	7.630
Passivo circulante	1.830	1.447
Passivo não circulante	1.840	1.954
Patrimônio líquido	3.918	4.229
	7.588	7.630
Receita operacional líquida	342	547
Lucro líquido do exercício	102	299
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	277	(86)

A Petrobras Argentina S.A. é uma empresa integrada de energia, com atuação principal na Argentina, e controlada indireta da Petrobras, por meio da PIBBV, que possui 67,19% de participação nesta empresa.

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, termoeletricas, refinarias e outras. As informações contábeis resumidas são as seguintes:

	2014			
	Empreendimentos controlados em conjunto		Coligadas	
	País	Exterior	País	Exterior
Ativo Circulante	3.916	3.579	28.423	5.953
Ativo Realizável a Longo Prazo	1.163	105	7.158	558
Imobilizado	4.244	8.006	32.423	9.561
Outros ativos não circulantes	2.000	47	11.534	212
	11.323	11.737	79.538	16.284
Passivo Circulante	4.890	1.336	18.050	9.250
Passivo não circulante	1.945	3.819	35.659	2.635
Patrimônio Líquido	4.464	6.184	25.974	4.399
Participação dos Acionistas não Controladores	24	398	(145)	–
	11.323	11.737	79.538	16.284
Receita Operacional Líquida	13.140	5.863	53.050	444
Lucro Líquido do Exercício	339	592	1.811	779
Percentual de Participação - %	20 a 83%	34 a 50%	5 a 49%	11 a 49%

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

	2013			
	Empreendimentos controlados em conjunto		Coligadas	
	País	Exterior	País	Exterior
Ativo Circulante	3.756	3.159	22.669	6.439
Ativo Realizável a Longo Prazo	1.944	190	7.268	123
Imobilizado	3.839	6.744	30.784	6.520
Outros ativos não circulantes	2.186	118	6.899	166
	11.725	10.211	67.620	13.248
Passivo Circulante	4.060	1.159	15.812	6.001
Passivo não circulante	2.395	3.379	32.477	2.424
Patrimônio Líquido	5.248	5.314	19.186	4.823
Participação dos Acionistas não Controladores	22	359	145	–
	11.725	10.211	67.620	13.248
Receita Operacional Líquida	12.181	3.865	46.092	200
Lucro Líquido do Exercício	549	1.093	2.591	694
Percentual de Participação - %	20 a 83%	34 a 50%	5 a 49%	11 a 49%

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

12. Imobilizado

12.1. Por tipo de ativos

	Consolidado				Controladora	
	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens	Ativos em construção ^(*)	Gastos c/exploração e desenv. Produção de petróleo e gás (campos produtores)	Total	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2013	16.684	166.972	166.878	68.182	418.716	279.824
Adições	148	3.870	78.156	1.408	83.582	62.974
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	–	–	–	(1.431)	(1.431)	(1.958)
Juros capitalizados	–	–	8.474	–	8.474	6.514
Combinação de negócios	39	70	36	–	145	–
Baixas	(9)	(261)	(5.285)	(55)	(5.610)	(4.550)
Transferências ^(****)	2.605	51.603	(64.706)	58.516	48.018	80.642
Depreciação, amortização e depleção	(1.115)	(16.241)	–	(10.643)	(27.999)	(21.028)
Impairment - constituição ^(****)	–	(26)	(13)	(193)	(232)	(119)
Impairment - reversão ^(****)	–	112	–	165	277	268
Ajuste acumulado de conversão	79	5.682	3.300	879	9.940	–
Saldo em 31 de dezembro de 2013	18.431	211.781	186.840	116.828	533.880	402.567
Custo	25.134	312.427	186.840	180.654	705.055	531.928
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(6.703)	(100.646)	–	(63.826)	(171.175)	(129.361)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	18.431	211.781	186.840	116.828	533.880	402.567
Adições	71	4.826	71.410	1.394	77.701	59.820
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	–	–	–	5.096	5.096	5.316
Juros capitalizados	–	–	8.431	–	8.431	7.793
Baixas	(23)	(132)	(9.303)	(464)	(9.922)	(9.007)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	(85)	(2.842)	(2.643)	(222)	(5.792)	(4.425)
Transferências ^(****)	6.517	59.923	(86.189)	54.501	34.752	31.921
Depreciação, amortização e depleção	(1.252)	(17.409)	–	(11.500)	(30.161)	(22.081)
Impairment - constituição ^(****)	(2.370)	(3.682)	(30.997)	(7.540)	(44.589)	(34.762)
Impairment - reversão ^(****)	–	45	–	7	52	8
Ajuste acumulado de conversão	52	7.787	3.078	625	11.542	–
Saldo em 31 de dezembro de 2014	21.341	260.297	140.627	158.725	580.990	437.150
Custo	29.160	377.259	140.627	233.808	780.854	586.684
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(7.819)	(116.962)	–	(75.083)	(199.864)	(149.534)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	21.341	260.297	140.627	158.725	580.990	437.150
Tempo de vida útil médio ponderado em anos	40 (25 a 50) (exceto terrenos)	20 (3 a 31) ^(**)		Método da unidade produzida		

^(*) Os saldos por área de negócio são apresentados na nota explicativa 29.

^(**) Contempla ativos de exploração e produção depreciados pelo método das unidades produzidas.

^(***) Inclui o montante de R\$ 24.419 (R\$ 50.389 em 2013), reclassificado do Ativo Intangível para o Imobilizado em decorrência da declaração de comercialidade de áreas vinculadas ao Contrato de Cessão Onerosa (nota explicativa 12.3).

^(****) Reconhecido na demonstração de resultado

Em 31 de dezembro de 2014, 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\$ 192 e de R\$ 8.979, respectivamente (R\$ 202 e R\$ 10.738 em 31 de dezembro de 2013).

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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 2014
até 5 anos	12.043	(7.601)	4.442
6 - 10 anos	28.944	(14.020)	14.924
11 - 15 anos	2.774	(1.290)	1.484
16 - 20 anos	125.439	(32.779)	92.660
21 - 25 anos	53.023	(17.573)	35.450
25 - 30 anos	60.368	(10.882)	49.486
30 anos em diante	66.552	(13.627)	52.925
Método da Unidade Produzida	55.666	(27.009)	28.657
	404.809	(124.781)	280.028
Edificações e benfeitorias	27.550	(7.819)	19.731
Equipamentos e outros bens	377.259	(116.962)	260.297

A estimativa da vida útil econômica dos equipamentos e outros bens foi revisada em 2014, tendo como base laudos elaborados por avaliadores internos.

12.3. Direito de exploração de petróleo - Cessão Onerosa

O Contrato de Cessão Onerosa, celebrado em 2010 entre a Petrobras e a União (cedente), tendo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP como reguladora e fiscalizadora, refere-se ao direito de exercer atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos localizados em blocos na área do Pré-Sal (Franco, Florim, Nordeste de Tupi, Entorno de Iara, Sul de Guará e Sul de Tupi), limitado à produção de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo em até 40 (quarenta) anos, renováveis por mais 05 (cinco), sob determinadas condições.

Em 29 de dezembro de 2014, a Companhia submeteu à ANP a última declaração de comercialidade do Bloco de Entorno de Iara e, com isso, encerrou-se a fase exploratória do Contrato de Cessão Onerosa.

O Contrato estabelece que, imediatamente após a declaração de comercialidade de cada área, serão iniciados os procedimentos de revisão, que deverão estar baseados em laudos técnicos independentes. A revisão do contrato foi iniciada em janeiro de 2014, após as duas primeiras declarações de comercialidade, nos blocos de Franco e Sul de Tupi e, após a última declaração de comercialidade, passou a abranger, a partir de janeiro de 2015, todas as áreas. A conclusão da revisão do Contrato de Cessão Onerosa ocorrerá após a revisão de todas as áreas, não estando estabelecida uma data para seu término.

Para a referida revisão, estão sendo considerados os custos já realizados até o momento nas áreas e as previsões de custo e produção estimadas quando da elaboração dos laudos técnicos independentes. Como resultado desta etapa, poderão ser revistos: (i) os compromissos de Conteúdo Local; (ii) o volume total de barris alocados a este contrato; e (iii) o valor pago por este contrato.

Caso a revisão determine que os direitos adquiridos alcancem um valor maior 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 determinar que os direitos adquiridos resultem em valor menor que o inicialmente pago pela Companhia, a União reembolsará a diferença, em moeda corrente ou títulos, sujeito às leis orçamentárias.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

A Companhia efetuará os respectivos ajustes nos preços de aquisição quando os efeitos da referida revisão tornarem-se prováveis e mensuráveis.

O encerramento da fase exploratória do Contrato de Cessão Onerosa também acarretou, no exercício de 2014, na reclassificação dos valores pagos na aquisição dos blocos Florim (atual Campo de Itapu), Sul de Guará (atual Campo de Sul de Sapinhoá), Entorno de Iara (atuais Campo de Norte de Berbigão, Campo de Sul de Berbigão, Campo de Norte de Sururu, Campo de Sul de Sururu e Campo de Atapu) e Nordeste de Tupi (atual Campo de Sépia) do Ativo Intangível para o Ativo Imobilizado, no montante de R\$ 24.419. No exercício de 2013 houve reclassificação referente aos blocos de Franco (atual Campo de Búzios) e Sul de Tupi (atual Campo de Sul de Lula), no montante de R\$ 50.389.

Assim, em 31 de dezembro de 2014, o Ativo Imobilizado da Companhia inclui o montante de R\$ 74.808, referente aos valores pagos na aquisição dos blocos do Contrato de Cessão Onerosa (R\$ 50.389, em 31 de dezembro de 2013).

Adicionalmente, o Contrato prevê um programa exploratório obrigatório para cada um dos blocos e compromissos mínimos de aquisição de bens e serviços de fornecedores brasileiros nas fases de exploração e desenvolvimento da produção, os quais serão objeto de comprovação junto à ANP. No caso de descumprimento, a ANP poderá aplicar sanções administrativas e pecuniárias, conforme regras previstas no contrato.

Os resultados obtidos até o momento vêm corroborando as expectativas com relação ao potencial de produção das áreas e a Petrobras dará continuidade às atividades e aos investimentos previstos no contrato.

12.4. Refinarias Premium I e II

Em 22 de janeiro de 2015, a Companhia decidiu encerrar os projetos de investimento para a implantação das refinarias Premium I e Premium II.

Consideradas as taxas previstas de crescimento dos mercados interno e externo de derivados e da ausência de parceiro econômico para a implantação, condição prevista no Plano de Negócios e Gestão da Companhia, PNG 2014-2018, a Companhia entendeu que deveria encerrar estes projetos de implantação.

O encerramento destes dois projetos gerou uma perda de R\$ 2.825, reconhecida em outras despesas líquidas.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

13. Intangível

13.1. Por tipo de ativos

	Consolidado				Controladora	
	Softwares					
	Direitos e Concessões	Adquiridos	Desenvolvidos Internamente	Ágio (goodwill)	Total	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2013	78.702	386	1.178	941	81.207	77.349
Adição	6.665	72	278	–	7.015	6.862
Juros capitalizados	–	–	26	–	26	26
Baixa	(171)	(3)	(7)	–	(181)	(138)
Transferências (**)	(50.467)	(30)	(26)	(39)	(50.562)	(50.474)
Amortização	(82)	(99)	(287)	–	(468)	(336)
Impairment - constituição	(1.139)	–	–	–	(1.139)	–
Ajuste acumulado de conversão	182	6	–	35	223	–
Saldo em 31 de dezembro de 2013	33.690	332	1.162	937	36.121	33.289
Custo	34.680	1.423	3.379	937	40.419	36.118
Amortização acumulada	(990)	(1.091)	(2.217)	–	(4.298)	(2.829)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	33.690	332	1.162	937	36.121	33.289
Adição	214	94	279	–	587	478
Juros capitalizados	–	–	19	–	19	19
Baixa	(219)	(11)	(23)	–	(253)	(229)
Transferências (**)	(24.164)	18	22	(3)	(24.127)	(24.057)
Amortização	(84)	(120)	(312)	–	(516)	(392)
Impairment - constituição	(21)	(1)	–	–	(22)	–
Impairment - reversão	15	–	–	–	15	–
Ajuste acumulado de conversão	111	3	1	37	152	–
Saldo em 31 de dezembro de 2014	9.542	315	1.148	971	11.976	9.108
Custo	10.633	1.536	3.403	971	16.543	12.051
Amortização acumulada	(1.091)	(1.221)	(2.255)	–	(4.567)	(2.943)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	9.542	315	1.148	971	11.976	9.108
Tempo de vida útil estimado - 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.

(**) Inclui o montante de R\$ 24.419 (R\$ 50.389 em 2013), reclassificado do Ativo Intangível para o Imobilizado, em decorrência da declaração de comercialidade de áreas vinculadas ao Contrato de Cessão Onerosa (nota explicativa 12.3).

Em 31 de dezembro de 2013, o Ativo Intangível da Companhia incluía o montante de R\$ 24.419, vinculado ao Contrato de Cessão Onerosa. Com a Declaração de Comercialidade dos blocos remanescentes e consequente encerramento da fase exploratória, este montante foi reclassificado do Ativo Intangível para o Ativo Imobilizado, conforme descrito na nota explicativa 12.3.

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

No exercício de 2014, os direitos sobre os blocos exploratórios devolvidos para a ANP totalizaram R\$ 195 (R\$ 131 em 2013), localizados nas áreas abaixo:

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Área	Em fase exploratória	
	Exclusivo	Parceria
Bacia de Campos	5	–
Bacia de Santos	3	3
Bacia de Solimões	2	–
Bacia do Espírito Santo	1	2
Bacia de Recôncavo	1	1
Bacia do Potiguar	1	–
Bacia de Jequitinhonha	1	–
Bacia de Camamu Almada	–	1
Bacia do Pará - Maranhão	–	3
Bacia de Parnaíba	–	1

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

Os seguintes campos foram devolvidos à ANP durante o exercício de 2014: Cação, Carapiá, Moréia, Caravela, Cavalo Marinho, Estrela do Mar, Tubarão, Rio Mariricu, Rio Mariricu Sul, Lagoa Parda Sul, Urutau, Iraúna e Mosquito Norte.

13.4. Direito de exploração de petróleo - Partilha de Produção

Em 2 de dezembro de 2013, após um leilão público realizado em 21 de outubro de 2013, o Consórcio Libra, composto pela Petrobras (40%), Shell (20%), Total (20%), Petrochina (10%) e CNOOC (10%), celebrou o Contrato de Partilha de Produção com o Governo Federal brasileiro, através da ANP e Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A.- Pré-Sal Petróleo (PPSA).

Nos termos do contrato, foram concedidos ao consórcio direitos e obrigações para operar e explorar uma área estratégica do pré-sal conhecida como bloco de Libra, localizado em águas ultra profundas da Bacia de Santos. Este foi o primeiro contrato de partilha de produção de petróleo e gás celebrado no Brasil, com prazo de duração de 35 anos e não sujeito a renovação.

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

13.5. Concessão de serviços de distribuição de gás natural canalizado

Em 31 de dezembro de 2014, o ativo intangível inclui contratos de concessão de distribuição de gás natural canalizado no Brasil, no total de R\$ 558, com prazos de vencimento entre 2029 e 2043, podendo ser prorrogado. As concessões prevêem 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 prevêem indenização à Companhia dos investimentos vinculados a bens reversíveis, conforme levantamentos, avaliações e liquidações a serem realizadas com o objetivo de determinar o valor.

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

14.1. Imobilizado e Intangível

Na avaliação de recuperabilidade de seus ativos imobilizados e intangíveis, a Companhia prioriza o emprego do valor em uso dos ativos (individualmente, ou agrupados em unidades geradoras de caixa - UGC) a partir de projeções que consideram: (i) a vida útil estimada do ativo ou do conjunto de ativos que compõem a UGC; (ii) premissas e orçamentos aprovados pela Administração da Companhia para o período correspondente ao ciclo de vida esperado, em razão das características dos negócios; e (iii) 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. A definição de unidades geradoras de caixa (UGC) está descrita na nota explicativa 5.2.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs, foram: i) taxa de câmbio média estimada de R\$ 2,85 para US\$ 1 em 2015 e 2016 (convergindo para R\$ 2,61 a longo prazo); e, ii) cotação do Brent de US\$ 52 em 2015, alcançando US\$ 85 a longo prazo.

14.1.1. Mudanças na agregação de ativos que compõem unidades geradoras de caixa

Conforme nota 5.2, a Companhia excluiu 2 ativos da Unidade Geradora de Caixa do Abastecimento, que são: (i) Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) e (ii) 2º trem de refino da Refinaria Abreu e Lima (RNEST); e um ativo da Unidade Geradora de Caixa do Gás Natural: Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN III).

a) UGC Abastecimento

A Companhia agregou em uma unidade geradora de caixa chamada UGC Abastecimento, todo o conjunto de suas refinarias, seus terminais e dutos, bem como seus ativos logísticos operados pela Transpetro, localizados no Brasil.

Entretanto, durante o trimestre findo em 31 de dezembro de 2014, novas circunstâncias levaram a Administração da Companhia a reavaliar alguns de seus projetos em andamento. Através desse processo, a Companhia optou por postergar, por um extenso período, os seguintes projetos: (i) Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj); e (ii) 2º trem de refino da Refinaria Abreu e Lima (RNEST). Em função disso, em 31 de dezembro de 2014, os ativos em construção no âmbito desses projetos deixaram de pertencer à UGC Abastecimento e passaram a ser testados individualmente. Tais circunstâncias incluem: i) redução das receitas operacionais esperadas no futuro devido ao declínio dos preços do petróleo no mercado internacional; ii) desvalorização do Real, que aumenta a necessidade de caixa para cumprir com o serviço de suas dívidas em moeda estrangeira no curto prazo; iii) dificuldades de acesso ao mercado de capitais; e iv) insolvência de empreiteiras e fornecedores, com carência no mercado de fornecedores qualificados disponíveis (como resultado das investigações da Operação Lava Jato ou por outros motivos).

O Comperj foi concebido para expandir a capacidade de refino da Petrobras, tendo uma capacidade de processamento de 165 mil barris de petróleo por dia. Dessa forma, objetiva-se atender ao crescimento da demanda de derivados no Brasil, como óleo diesel, nafta petroquímica, querosene de aviação (QAV), coque e GLP (gás de cozinha) e óleo combustível.

A RNEST foi projetada para processar 230 mil barris de petróleo por dia com uma capacidade de produção de 70% desse volume em diesel, e com possibilidade de expansão para 260 mil barris de petróleo por dia através do Programa de Elevação de Médios e Gasolina (Promega). O processo de refino compreende dois trens de produção idêntica, com uma capacidade de 115 mil barris cada. Cada trem tem unidades de destilação atmosférica, coqueamento retardado, hidrotratamento de diesel e nafta, geração de hidrogênio, tratamento de amônia, tratamento de água ácida e regeneração cáustica, bem como as unidades auxiliares.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

A Companhia considerou que a postergação desses projetos por um extenso período corresponde a um evento significativo que justifica a retirada do Comperj e do 2º trem de refino da RNEST da UGC Abastecimento, para que os mesmos tenham suas respectivas recuperabilidades testadas separadamente. No entendimento da Petrobras, seria inapropriado manter a UGC Abastecimento inalterada por um extenso período com base, exclusivamente, nas expectativas da Administração quanto ao uso futuro esperado desses ativos, sem a continuidade das obras para corroborar essas expectativas.

b) UGC Gás Natural

A Companhia agregou em uma unidade geradora de caixa chamada UGC Gás Natural, todo o conjunto de ativos que compõem a malha comercial do gás natural (gasodutos), unidades de processamento de gás natural (UPGN) e conjunto de ativos de fertilizantes e nitrogenados (plantas industriais), localizados no Brasil.

Entretanto, durante o trimestre findo em 31 de Dezembro de 2014, após interrupção das obras da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (MS), a Companhia rescindiu o contrato por motivo de baixa performance do Consórcio UFN III. Posteriormente a esta paralisação, a Companhia optou por reavaliar seu cronograma de implantação, postergando as ações necessárias à contratação de nova empresa para execução do escopo remanescente, enquanto perdurarem as medidas de preservação do caixa da Companhia. Em função disso, os ativos em construção no âmbito desse projeto deixaram de pertencer à UGC Gás Natural, em 31 de dezembro 2014, passando a ser testados individualmente.

A UFN III terá capacidade para produzir, anualmente, 1,2 milhão de toneladas de uréia e 70 mil toneladas de amônia, atendendo, preferencialmente, os mercados dos estados de Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, São Paulo e Paraná.

14.1.2. Testes de perda no valor de recuperação de ativos (imobilizado e intangível)

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia identificou a necessidade de testes de perda por desvalorização ou de reversão de desvalorização para determinados ativos e unidades geradoras de caixa. As perdas e reversões oriundas dos testes realizados foram reconhecidas no resultado do exercício. Os resultados dos testes são apresentados a seguir:

Consolidado					
Ativo ou UGC, por natureza	Valor contábil líquido	Valor Recuperável	Perda por desvalorização ^(*) ^(**)	Segmento	Comentários
Campos de Produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	17.067	12.918	4.149	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a)
Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços	2.898	1.474	1.424	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (b)
Campos de produção de óleo e gás no exterior	8.302	3.873	4.429	Exploração e Produção, Internacional	Ver item (c)
Comperj	25.820	3.987	21.833	Abastecimento, Brasil	Ver item (d)
2º trem de refino da RNEST	16.488	7.345	9.143	Abastecimento, Brasil	Ver item (e)
Complexo Petroquímico Suape	7.563	4.585	2.978	Abastecimento, Brasil	Ver item (f)
Araucária	927	667	260	Gás e Energia	Ver item (g)
NSS Japão	343	–	343	Abastecimento, Internacional	Ver item (h)
Outros	71	86	(15)		
Total	79.479	34.935	44.544		

(*) Constituição e reversão de impairment.

(**) Não inclui impairment de ativos classificados como mantidos para venda de R\$ 92.

a) Campos de produção de óleo e gás no Brasil

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\$ 4.149. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7,2% a.a. (6,1% a.a. em 2013), que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção. Essas perdas estão relacionadas, predominantemente, aos campos de Frade, Pirapitanga, Tambuatá, Carapicu e Piracucá, que provém de revisão de premissas e da recente queda dos preços do petróleo no mercado internacional.

b) Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil

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\$ 1.424. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 8% a.a. (6,6% a.a. em 2013), 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 futura ociosidade de duas sondas de perfuração e desmobilização de duas plataformas não alocadas em campos em 31 de dezembro de 2014.

c) Campos de produção de óleo e gás no exterior

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 da área internacional, resultaram no reconhecimento de perda por desvalorização no valor de R\$ 4.429. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 5,4% a 11,2% a.a. (5,1% a 10,9% a.a. em 2013), 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 de Cascade e Chinook, R\$ 4.162, localizados nos Estados Unidos, em função da revisão de premissas de preço, decorrente da recente queda das cotações dos preços do petróleo no mercado internacional.

d) Comperj

As nossas avaliações dos ativos de refino do Comperj resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 21.833. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7% a.a. (5,8% a.a. em 2013, quando testado no âmbito da UGC Abastecimento), que deriva da metodologia do WACC para o setor de refino. Essas perdas decorreram, principalmente, em função: (i) problemas no planejamento dos projetos; (ii) utilização de taxa de desconto considerando a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados; (iii) postergação da expectativa de entrada de caixa em função da postergação do projeto; e (iv) conjuntura atual de menor crescimento econômico.

e) 2º trem de refino da RNEST

As nossas avaliações dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 9.143. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7% a.a. (5,8% a.a. em 2013, quando testado no âmbito da UGC Abastecimento), que deriva da metodologia do WACC para o setor de refino. Essas perdas decorreram, principalmente, em função: (i) problemas no planejamento dos projetos; (ii) utilização de taxa de desconto considerando a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados; (iii) postergação da expectativa de entrada de caixa em função da postergação do projeto; e (iv) conjuntura atual de menor crescimento econômico.

f) Complexo Petroquímico Suape

A avaliação de recuperabilidade dos ativos da Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco SA - CITEPE e Companhia Petroquímica de Pernambuco SA - Petroquímica Suape, resultou em uma provisão de perda de R\$ 2.978. Os fluxos de caixa futuros consideraram: horizonte de projeção de 30 anos, com perpetuidade sem crescimento; premissas e orçamentos das companhias; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 6,2% a.a. (5,4% a.a. em 2013), que deriva da metodologia do WACC para o setor petroquímico. Este resultado está relacionado, principalmente, à revisão das projeções de mercado e das premissas de preço, que foram atualizadas em virtude do nível de atividade econômica e da redução dos spreads deste setor no mercado internacional, além de alterações no ambiente tributário.

g) Araucária Nitrogenados S.A.

A avaliação de recuperabilidade dos ativos da Araucária Nitrogenados S.A. resultou em uma perda de R\$ 260. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 6,1% a.a. (5,9% a.a. em 2013), que deriva da metodologia do WACC para o setor de Fertilizantes. Esse resultado foi motivado por aspectos operacionais que requereram novos investimentos ao longo do período de 2014.

h) Refinaria Nansei Sekiyu K.K.

As avaliações de recuperabilidade, dos ativos do segmento de abastecimento na área internacional, resultaram em uma perda de R\$ 343, proveniente dos ativos da refinaria Nansei Sekiyu K.K., no Japão, decorrente da decisão de encerramento das atividades de refino no Japão.

14.2. 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: horizonte de projeção do intervalo de 5 a 12 anos, com perpetuidade sem crescimento; premissas e orçamentos aprovados pela administração da Companhia; e taxa de desconto pré-imposto, que deriva da metodologia 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 2014 que contemplam ágio:

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Investimento	Segmento	Taxa de desconto pós-imposto (moeda constante, a.a.) (*)	Valor em uso	Valor contábil
Braskem S.A.	Abastecimento	9,7% a 10,1%	8.844	4.544
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural	Gás e Energia	4,8%	3.388	904
Guarani S.A.	Biocombustíveis	7,3%	2.258	1.377

(*) Taxa de desconto pós-imposto de 2013 (moeda constante, a.a.) de 8,9% a 9,6% para Braskem; 4,1% para as Distribuidoras Estaduais de Gás Natural; e 5,9% para a Guarani.

14.2.1. Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores (Braskem S.A.)

A Braskem 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 2014, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (22% do total) da Braskem, foi avaliada em R\$ 3.620, conforme descrito na nota explicativa 11.4. Entretanto, apenas 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, o teste 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, 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, foram: i) taxa de câmbio média estimada de R\$ 2,85 para US\$ 1,00 em 2015 e 2016 (convergindo para R\$ 2,61 a longo prazo); ii) cotação do Brent de US\$ 52 em 2015, alcançando US\$ 85,00 a longo prazo; iii) projeção de preços das matérias-primas e petroquímicos refletindo as tendências internacionais; iv) evolução das vendas de produtos petroquímicos, estimada com base no crescimento do produto interno bruto – PIB (brasileiro e global); e v) aumento na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com queda no longo prazo.

14.3. Provisão Para Perdas em Investimentos

Devido à redução do preço do petróleo no mercado internacional, que impactou as operações de E&P das coligadas da Petrobras Argentina S.A. e da empresa controlada em conjunto, Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G), em seus ativos na África, foram constituídas perdas em investimentos, no valor de R\$ 414 e R\$ 224, respectivamente, reconhecidas em resultado de participação em investimentos.

14.4. Ativos classificados como mantidos para venda

Em decorrência da aprovação da Administração da Companhia para alienação das sondas de perfuração PI, PIII, PIV, PV 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\$ 92.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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 às atividades exploratórias em reservas não provadas, são apresentadas na tabela a seguir:

	Consolidado	
	2014	2013
Custos exploratórios reconhecidos no Ativo ^(*)		
Imobilizado		
Saldo inicial	20.619	21.760
Adições	10.039	10.680
Baixas	(3.145)	(2.754)
Transferências	(9.300)	(9.056)
Ajustes acumulados de conversão	381	(11)
Saldo final	18.594	20.619
Intangível ^(**)	8.085	32.516
Total dos custos exploratórios reconhecidos no ativo	26.679	53.135

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

^(**) Saldos de 2013 incluem os direitos de exploração vinculados ao contrato de Cessão Onerosa, conforme descrito na nota explicativa 12.3.

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 abaixo:

	Consolidado	
	2014	2013
Custos exploratórios reconhecidos no resultado		
Despesas com geologia e geofísica	1.972	2.069
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	5.048	4.169
Outras despesas exploratórias	115	207
Total das despesas	7.135	6.445
Caixa utilizado nas atividades		
Operacionais	2.087	2.275
Investimentos	11.508	18.892
Total	13.595	21.167

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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:

Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência ^(*)	Consolidado	
	2014	2013
Custos de prospecção capitalizados até um ano	5.377	6.016
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	13.217	14.603
Saldo final	18.594	20.619
Número de projetos com custos de prospecção capitalizados acima de um ano	69	86

	Número de poços	
	2014	2013
2013	5.213	32
2012	3.984	25
2011	1.692	15
2010	772	5
2009 e anos anteriores	1.556	15
Saldo Total	13.217	92

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

Do total de R\$ 13.217 para 69 projetos que incluem poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, sendo que R\$ 10.225 referem-se a poços localizados em áreas em que há atividades de perfuração já em andamento ou firmemente planejadas para o futuro próximo e cujo "Plano de Avaliação" foi submetido à aprovação da ANP, e aproximadamente R\$ 2.992 foram incorridos em custos referentes às atividades necessárias à avaliação das reservas e o possível desenvolvimento das mesmas.

16. Fornecedores

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Terceiros no País	13.146	12.523	10.879	10.696
Terceiros no Exterior	11.262	14.198	4.869	4.410
Partes relacionadas	1.516	1.201	10.827	10.855
Saldo total no Passivo Circulante	25.924	27.922	26.575	25.961

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.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

A Companhia possui obrigações relacionadas aos contratos de financiamento (*covenants*), 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 financiamento. A apresentação das demonstrações contábeis nos prazos definidos contratualmente é uma exigência que consta na maioria dos contratos de financiamento e o não cumprimento pode gerar um vencimento antecipado das dívidas.

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
Não Circulante						
No País						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2013	-	63.301	2.564	130	65.995	33.360
Ajuste acumulado de conversão	-	(6)	-	-	(6)	-
Adições de Financiamentos	-	22.576	512	-	23.088	33.187
Juros incorridos no período	-	185	35	7	227	37
Variações monetárias e cambiais	-	3.257	117	4	3.378	679
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	-	(21.348)	(391)	(27)	(21.766)	(18.944)
Transferência para passivos associados a ativos mantidos para venda	-	(30)	-	-	(30)	-
Saldo final em 31 de dezembro de 2013	-	67.935	2.837	114	70.886	48.319
No Exterior						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2013	10.310	39.816	63.412	1.285	114.823	36.911
Ajuste acumulado de conversão	1.032	5.134	12.825	155	19.146	-
Adições de Financiamentos	3.359	19.803	23.713	188	47.063	34.676
Juros incorridos no período	2	30	77	17	126	2.304
Variações monetárias e cambiais	343	1.926	605	64	2.938	10.331
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	(1.447)	(2.826)	(902)	(91)	(5.266)	(26.804)
Transferência para passivos associados a ativos mantidos para venda	-	(849)	-	-	(849)	-
Saldo final em 31 de dezembro de 2013	13.599	63.034	99.730	1.618	177.981	57.418
Saldo total em 31 de dezembro de 2013	13.599	130.969	102.567	1.732	248.867	105.737

Não Circulante

No País						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2014	-	67.935	2.837	114	70.886	48.319
Ajuste acumulado de conversão	-	133	-	-	133	-
Adições de Financiamentos	-	10.130	800	-	10.930	9.088
Juros incorridos no período	-	474	-	-	474	275
Variações monetárias e cambiais	-	2.518	192	3	2.713	1.641
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	-	(3.395)	(373)	(43)	(3.811)	(870)
Saldo final em 31 de dezembro de 2014	-	77.795	3.456	74	81.325	58.453
No Exterior						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2014	13.599	63.034	99.730	1.618	177.981	57.418
Ajuste acumulado de conversão	1.154	7.711	16.921	135	25.921	-
Adições de Financiamentos	665	15.633	32.542	-	48.840	40.106
Juros incorridos no período	9	50	108	18	185	2.191
Variações monetárias e cambiais	250	1.004	(3.392)	50	(2.088)	11.343
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	(1.747)	(8.018)	(2.979)	(98)	(12.842)	(18.112)
Saldo final em 31 de dezembro de 2014	13.930	79.414	142.930	1.723	237.997	92.946
Saldo total em 31 de dezembro de 2014	13.930	157.209	146.386	1.797	319.322	151.399

Circulante

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
Endividamento de Curto Prazo	9.253	8.560	17.067	22.042
Parcela Circulante de Endividamento de Longo Prazo	18.182	7.304	29.433	23.583
Juros Provisionados	4.088	2.880	2.094	1.002
	31.523	18.744	48.594	46.627

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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 (*)	Valor justo
Financiamentos em Reais (R\$):	3.753	7.403	6.341	6.814	11.100	26.812	62.223	53.591
Indexados a taxas flutuantes	2.362	6.281	4.551	5.121	9.446	20.600	48.361	
Indexados a taxas fixas	1.391	1.122	1.790	1.693	1.654	6.212	13.862	
Taxa média dos Financiamentos	9,9%	11,9%	13,7%	11,0%	10,2%	8,2%	10,0%	
Financiamentos em Dólares (US\$):	24.820	23.871	23.254	29.488	47.093	80.719	229.245	213.977
Indexados a taxas flutuantes	19.571	11.460	13.460	22.962	33.313	22.865	123.631	
Indexados a taxas fixas	5.249	12.411	9.794	6.526	13.780	57.854	105.614	
Taxa média dos Financiamentos	3,0%	4,3%	4,5%	4,1%	4,2%	5,3%	4,5%	
Financiamentos em R\$ indexados ao US\$:	684	1.039	1.861	1.857	1.850	16.251	23.542	25.456
Indexados a taxas flutuantes	45	51	51	47	40	132	366	
Indexados a taxas fixas	639	988	1.810	1.810	1.810	16.119	23.176	
Taxa média dos Financiamentos	6,9%	7,1%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	
Financiamentos em Libras (£)	192	–	–	–	–	7.102	7.294	6.374
Indexados a taxas fixas	192	–	–	–	–	7.102	7.294	
Taxa média dos Financiamentos	4,1%	–	–	–	–	6,2%	6,2%	
Financiamentos em Ienes	1.177	1.042	251	228	–	–	2.698	2.735
Indexados a taxas flutuantes	228	227	227	227	–	–	909	
Indexados a taxas fixas	949	815	24	1	–	–	1.789	
Taxa média dos Financiamentos	1,2%	1,9%	1,2%	1,1%	–	–	1,5%	
Financiamentos em Euro	881	35	35	8.867	4.209	11.793	25.820	23.790
Indexados a taxas flutuantes	73	33	33	33	33	505	710	
Indexados a taxas fixas	808	2	2	8.834	4.176	11.288	25.110	
Taxa média dos Financiamentos	3,5%	2,1%	2,1%	3,8%	3,9%	4,3%	4,0%	
Financiamentos Outras Moedas	16	7	–	–	–	–	23	23
Indexados a taxas fixas	16	7	–	–	–	–	23	
Taxa média dos Financiamentos	14,0%	15,3%	–	–	–	–	14,4%	
Total em 31 de dezembro de 2014	31.523	33.397	31.742	47.254	64.252	142.677	350.845	325.946
Taxa média dos financiamentos	3,9%	6,0%	6,4%	5,2%	5,3%	6,0%	5,6%	
Total em 31 de dezembro de 2013	18.744	17.017	29.731	20.331	37.598	144.190	267.611	269.956

(*) Em 31 de dezembro de 2014, o prazo médio de vencimento dos financiamentos é de 6,10 anos.

Os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de preços cotados em mercados ativos (nível 1), quando aplicável. Quando não há preços cotados em mercado ativo disponível, os valores justos dos financiamentos são determinados por meio de uma curva teórica elaborada com base nos Bonds de maior liquidez da Companhia (nível 2).

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 4,9% a.a. em 2014 (4,5% a.a em 2013).

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

17.3. Captações - Saldo a utilizar

Empresa	Contratado	Utilizado	Saldo a utilizar
No exterior (Valores em US\$ milhões)			
PGT	500	–	500
Petrobras	2.500	530	1.970
No país			
Transpetro	10.058	2.841	7.217
Petrobras	14.503	12.502	2.001
PNBV	9.878	989	8.889
Liquigás	141	135	6

17.4. Garantias

As instituições financeiras não requerem garantias para empréstimos e financiamentos concedidos a Petrobras. Excepcionalmente, existem financiamentos concedidos por instrumentos específicos de fomento, que contam com garantias reais.

Os empréstimos obtidos por Entidades Estruturadas estão garantidos pelos próprios ativos dos projetos, bem como por penhor de direitos creditórios e ações das entidades.

Os financiamentos junto ao mercado de capitais, que correspondem a títulos emitidos pela Companhia não possuem garantias reais.

18. Arrendamentos mercantis

Os recebimentos/pagamentos mínimos de arrendamento mercantil financeiro e de contratos não canceláveis de arrendamento mercantil operacional estão descritos a seguir:

Compromissos Estimados	Consolidado						Controladora	
	Financeiro			Operacional			Financeiro	Operacional
	Valor futuro dos Recebimentos	Juros Anuais dos Recebimentos	Valor Presente dos Recebimentos	Valor futuro dos Pagamentos	Juros Anuais dos Pagamentos	Valor Presente dos Pagamentos	Pagamentos	Valor presente
2015	508	(297)	211	55	(13)	42	38.898	1.609
2016 – 2019	2.111	(1.198)	913	181	(98)	83	102.262	2.797
2020 em diante	4.679	(1.780)	2.899	607	(542)	65	173.345	1.496
Em 31 de dezembro de 2014	7.298	(3.275)	4.023	843	(653)	190	314.505	5.902
Circulante			157			42		1.609
Não circulante			3.866			148		4.293
Em 31 de dezembro de 2013			3.563			209	294.815	7.743
								409.285

Em 2014, 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\$ 184.778 no Consolidado e R\$ 159.466 na Controladora (em 2013, R\$ 189.854 no Consolidado e R\$ 156.605 na Controladora).

Em 2014, a Companhia reconheceu gastos com arrendamento mercantil operacional no montante de R\$ 25.110 no Consolidado e R\$ 35.495 na Controladora (em 2013, R\$ 24.917 no Consolidado e R\$ 31.693 na Controladora).

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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.

19. Partes relacionadas

19.1. Transações comerciais e outras operações

As operações comerciais da Petrobras com suas subsidiárias, controladas, negócios em conjunto, entidades estruturadas consolidadas e coligadas são efetuadas a preços e condições de mercado.

19.1.1. Por operação e por empresa

	Jan-Dez/2014				Controladora 31.12.2014		
	Resultado	Ativo Circulante	Ativo Não circulante	Total	Passivo Circulante	Passivo Não circulante	Total
Por operação							
Receitas, principalmente de vendas	156.614						
Variações monetárias e cambiais líquidas	(2.139)						
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(5.012)						
Contas a receber		11.687	8.226	19.913			
- Contas a receber, principalmente por vendas		10.224	-	10.224			
- Dividendos a receber		1.053	-	1.053			
- Operações de mútuo		-	6.828	6.828			
- Adiantamento para aumento de capital		-	397	397			
- Valores vinculados à construção de gasoduto		-	868	868			
- Outras operações		410	133	543			
Arrendamentos mercantis financeiros					(1.608)	(4.229)	(5.837)
Financiamentos sobre operações de créditos					(5.010)	-	(5.010)
Operações de mútuo					-	(29.816)	(29.816)
Pré pagamento de exportação					(20.907)	(46.607)	(67.514)
Fornecedores					(10.827)	-	(10.827)
- Compras de petróleo, derivados e outras					(7.130)	-	(7.130)
- Afretamento de plataformas					(3.312)	-	(3.312)
- Adiantamento de clientes					(414)	-	(414)
- Outros					29	-	29
Outras operações					-	(143)	(143)
Em 2014	149.463	11.687	8.226	19.913	(38.352)	(80.795)	(119.147)
Em 2013	129.272	9.020	2.364	11.384	(36.098)	(46.071)	(82.169)

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

	Jan-Dez/2014				Controladora		
	Resultado	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	Total	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	31.12.2014 Total
Por empresa							
Subsidiárias e Controladas (*)							
Petrobras Distribuidora - BR	94.780	2.365	6.616	8.981	(275)	(20)	(295)
PIB-BV Holanda	19.872	2.279	94	2.373	(28.405)	(76.474)	(104.879)
Gaspetro	9.721	1.452	868	2.320	(440)	-	(440)
PNBV	1.861	2.836	23	2.859	(4.031)	-	(4.031)
Transpetro	725	356	-	356	(941)	-	(941)
Fundo de Investimento Imobiliário	(178)	63	-	63	(233)	(1.098)	(1.331)
Termoelétricas	(165)	65	227	292	(92)	(1.002)	(1.094)
TAG	(851)	402	-	402	(2.233)	-	(2.233)
Outras Controladas	5.878	1.329	393	1.722	(960)	-	(960)
	131.643	11.147	8.221	19.368	(37.610)	(78.594)	(116.204)
Entidades estruturadas							
CDMPI	(131)	-	-	-	(294)	(1.408)	(1.702)
PDET Off Shore	(120)	-	-	-	(205)	(721)	(926)
	(251)	-	-	-	(499)	(2.129)	(2.628)
Coligadas							
Empresas do Setor Petroquímico	18.066	535	-	535	(164)	(72)	(236)
Outras Coligadas	5	5	5	10	(79)	-	(79)
	18.071	540	5	545	(243)	(72)	(315)
	149.463	11.687	8.226	19.913	(38.352)	(80.795)	(119.147)

(*) Inclui suas controladas e negócios em conjunto.

19.1.2. Taxas anuais de operações de mútuo

As operações de mútuo são realizadas de acordo com as condições de mercado e legislação aplicável, conforme a seguir:

	Controladora			
	Ativo		Passivo	
	2014	2013	2014	2013
Até 5%	-	-	(4.269)	(4.288)
De 5,01% a 7%	-	-	(23.713)	(20.267)
De 7,01% a 9%	-	-	(1.834)	(1.719)
Acima de 9,01%	6.828	279	-	-
	6.828	279	(29.816)	(26.274)

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

19.2. Fundo de investimento em direitos creditórios

A Controladora mantém recursos investidos no FIDC-NP e FIDC- P que são destinados preponderantemente à aquisição de direitos creditórios performados e/ou não performados de operações realizadas por subsidiárias e controladas do Sistema Petrobras.

Os valores investidos em títulos públicos do FIDC-NP e FIDC-P estão registrados em caixa e equivalentes de caixa ou títulos e valores mobiliários, em função dos seus respectivos prazos de realização.

As cessões de direitos creditórios performados estão classificadas como outros ativos circulantes, enquanto não compensados. As cessões de direitos creditórios não performados estão registradas como financiamentos no passivo circulante.

	Ativo circulante		Passivo circulante		Controladora
	Caixa e Equivalente de caixa e títulos e valores mobiliários	Cessões de direitos performados	Cessões de direitos não performados	Receita Financeira FIDC	Resultado Financeiro Despesa Financeira FIDC
2014	8.334	(1.536)	(17.067)	166	(1.525)
2013	14.748	(875)	(22.042)	212	(1.393)

19.3. Garantias concedidas

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

As garantias oferecidas pela Petrobras são efetuadas com base em cláusulas contratuais que suportam as operações financeiras entre as subsidiárias/controladas e terceiros, garantindo a compra da dívida em caso de inadimplência por parte das subsidiárias e controladas.

As operações financeiras realizadas por estas subsidiárias e garantidas pela Petrobras apresentam os seguintes saldos a liquidar:

Data de Vencimento das Operações						2014	2013
	PNBV	PGF	PGT	TAG	Outros	Total	Total
2014	–	–	–	–	–	–	8.271
2015	7.077	3.320	3.984	–	52	14.433	6.050
2016	2.340	15.783	–	–	–	18.123	17.980
2017	2.707	12.617	–	–	797	16.121	7.208
2018	8.259	14.693	9.297	–	872	33.121	26.196
2019	7.305	20.625	18.328	–	–	46.258	40.234
2020 em diante	12.416	77.588	22.259	12.721	1.728	126.712	79.296
	40.104	144.626	53.868	12.721	3.449	254.768	185.235

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

19.4. Fundo de investimento no exterior de subsidiárias

Em 31 de dezembro de 2014, uma controlada da PIB BV mantinha recursos investidos em fundo de investimento no exterior que detinha, entre outros, títulos de dívidas de outras empresas consolidadas pela Petrobras, relacionados principalmente aos projetos Gasene, Malhas, CDMPI, CLEP e Marlim Leste (P-53), equivalentes a R\$ 17.594 (R\$ 17.368 em 31 de dezembro de 2013).

19.5. Transações com empreendimentos em conjunto, coligadas, entidades governamentais e fundos de pensão

As transações significativas resultaram nos seguintes saldos:

	2014			Consolidado 2013		
	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas						
Distribuidoras estaduais de gás natural	10.592	1.343	519	8.457	994	490
Empresas do setor petroquímico	18.153	545	219	16.087	220	282
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	1.183	405	699	2.028	328	452
	29.928	2.293	1.437	26.572	1.542	1.224
Entidades governamentais						
Títulos públicos federais	1.553	11.525	–	2.252	14.634	–
Bancos controlados pela União Federal	(7.698)	10.131	75.181	(4.258)	6.562	69.788
Setor Elétrico (nota explicativa 8.4)	1.662	7.879	–	1.611	4.332	–
Contas petróleo e álcool - créditos junto a União Federal (nota explicativa 19.6)	7	843	–	–	836	–
União Federal (Dividendos)	61	–	–	(38)	–	1.953
Outros	198	639	595	199	491	781
	(4.217)	31.017	75.776	(234)	26.855	72.522
Planos de Pensão	2	–	358	–	–	366
	25.713	33.310	77.571	26.338	28.397	74.112
Receitas, principalmente de vendas	31.019			28.402		
Variações monetárias e cambiais líquidas	(2.154)			(1.707)		
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(3.152)			(357)		
Ativo Circulante		17.837			17.739	
Ativo Não Circulante		15.473			10.658	
Passivo Circulante			4.928			8.358
Passivo Não Circulante			72.643			65.754
	25.713	33.310	77.571	26.338	28.397	74.112

19.6. Contas petróleo e álcool – União Federal

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo da conta era de R\$ 843 (R\$ 836 em 31 de dezembro de 2013) 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. O processo encontra-se em fase de perícia.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

19.7. 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 ao mês de dezembro de 2014 e 2013 foram as seguintes:

	Expresso em reais	
	2014	2013
Remuneração do empregado		
Menor remuneração	2.710,19	2.430,21
Remuneração média	15.031,44	12.979,59
Maior remuneração	82.241,33	74.962,47
 Remuneração do dirigente da Petrobras (maior)	 98.758,65	 91.723,46

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

	2014			2013		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	9,7	1,2	10,9	8,8	1,1	9,9
Encargos sociais (*)	2,6	0,2	2,8	2,3	0,2	2,5
Previdência complementar	0,7	–	0,7	0,7	–	0,7
Remuneração variável (**)	3,3	–	3,3	3,6	–	3,6
Remuneração total - competência	16,3	1,4	17,7	15,4	1,3	16,7
Remuneração total - pagamento realizado	15,4	1,4	16,8	13,1	1,2	14,3
Número de membros	7	10	17	7	10	17

(*) A remuneração dos administradores tem por base dispositivos legais, além de diretrizes estabelecidas pelo Departamento de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - DEST que orientou a inclusão dos encargos sociais na remuneração proposta na Assembleia Geral Ordinária de 2014. Esses encargos já eram praticados em 2013, mas não eram evidenciados nas notas explicativas.

(**) A remuneração variável da diretoria executiva da Petrobras é com base no alcance de metas operacionais e financeiras estabelecidas em Programa específico cujo pagamento é parcelado em 4 anos, sendo 60% no exercício seguinte do exercício competente e 40% divididos durante os 3 anos seguintes.

No resultado consolidado do exercício de 2014, os honorários de diretores e conselheiros totalizaram R\$ 72,6 (R\$ 59,3 em 2013).

20. Provisões para desmantelamento de áreas

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Passivo não circulante				
Saldo inicial	16.709	19.292	15.320	18.391
Revisão de provisão	6.196	(2.051)	6.286	(2.176)
Utilização por pagamentos	(1.603)	(1.092)	(1.422)	(1.062)
Atualização de juros	475	426	446	412
Outros	181	134	–	(245)
Saldo final	21.958	16.709	20.630	15.320

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

21. Tributos

21.1. Tributos correntes

Imposto de renda e contribuição social

	Consolidado				Controladora	
	Ativo Circulante		Passivo Circulante		Ativo Circulante	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
No país	2.705	2.229	370	369	1.297	1.468
No exterior	118	255	287	290	0	0
	2.823	2.484	657	659	1.297	1.468

Demais impostos e contribuições

	Ativo Circulante		Ativo não circulante		Passivo Circulante	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
	Consolidado					
Impostos no país:						
ICMS / ICMS Diferido	4.707	3.801	2.090	2.059	3.386	2.727
PIS e COFINS / PIS e COFINS Diferido	2.201	4.846	7.923	9.831	784	538
CIDE	35	46	–	–	20	37
Participação especial/Royalties	–	–	–	–	4.031	5.698
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	–	–	–	–	1.290	600
Outros	195	353	610	684	745	821
	7.138	9.046	10.623	12.574	10.256	10.421
Impostos no exterior	162	116	22	29	540	517
	7.300	9.162	10.645	12.603	10.796	10.938

	Controladora					
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Impostos no país:						
ICMS / ICMS Diferido	3.829	3.125	1.940	1.981	3.080	2.389
PIS e COFINS / PIS e COFINS Diferido	1.639	4.405	7.003	8.918	625	465
CIDE	35	46	–	–	20	37
Participação especial/Royalties	–	–	–	–	4.031	5.698
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	–	–	–	–	1.233	544
Outros	106	237	–	–	518	601
	5.609	7.813	8.943	10.899	9.507	9.734

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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

Os fundamentos e as expectativas para realização estão apresentados a seguir:

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

Consolidado Controladora										
	Imobilizado		Empréstimos, contas a receber / pagar e financiamentos	Arrendamentos mercantis financeiros	Provisão para processos judiciais	Prejuízos fiscais	Estoques	Juros sobre capital próprio	Outros	Total
	Custo com prospecção	Outros								Total
Em 1º de janeiro de 2013	(25.905)	(6.357)	1.147	(1.202)	707	2.267	955	2.146	4.378	(21.864)
Reconhecido no resultado do exercício	(5.500)	(3.208)	644	(122)	270	7.912	386	1.013	(1.718)	(323)
Reconhecido no patrimônio líquido	-	-	3.037	120	-	162	-	-	(3.501)	(182)
Ajuste acumulado de conversão	-	(157)	12	-	(2)	(58)	(3)	1	(175)	(382)
Outros (*)	-	337	(192)	(10)	(18)	988	8	(15)	1.094	2.192
Em 31 de dezembro de 2013	(31.405)	(9.385)	4.648	(1.214)	957	11.271	1.346	3.145	78	(20.559)
Reconhecido no resultado do exercício	(4.844)	10.172	779	(85)	420	6.752	(21)	(3.162)	(1.986)	8.025
Reconhecido no patrimônio líquido	-	-	4.734	(97)	-	(459)	-	-	3.175	7.353
Ajuste acumulado de conversão	-	(184)	9	-	(4)	338	10	(2)	(177)	(10)
Outros (*)	-	(46)	(15)	(177)	24	(130)	-	-	156	(188)
Em 31 de dezembro de 2014	(36.249)	557	10.155	(1.573)	1.397	17.772	1.335	(19)	1.246	(5.379)
Impostos diferidos ativos										2.647
Impostos diferidos passivos										(23.206)
Em 31 de dezembro de 2013										(20.559)
Impostos diferidos ativos										2.673
Impostos diferidos passivos										(8.052)
Em 31 de dezembro de 2014										(5.379)

(*) Representado, basicamente, por reorganizações societárias.

Os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos baseados em projeções efetuais.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

b) Realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos

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 em projeções efetuadas.

Em 31 de dezembro de 2014, 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
2015	289	33	–	–
2016 em diante	2.384	8.019	–	9.062
Parcela registrada contabilmente	2.673	8.052	–	9.062
País	570	–	–	–
Exterior	8.501	–	–	–
Parcela não registrada contabilmente	9.071	–	–	–
Total	11.744	8.052	–	9.062

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia possuía créditos tributários no exterior não registrados no montante de R\$ 8.501 (R\$ 5.207 em 31 de dezembro de 2013) 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\$ 4.868 (R\$ 3.936 em 31 de dezembro de 2013) e das empresas na Holanda e Espanha no valor de R\$ 2.344 e R\$ 1.289 respectivamente.

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

Ano	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 em diante	Total
Créditos tributários não registrados	99	193	412	614	129	1.191	428	173	222	15	5.025	8.501

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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

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

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	(25.816)	28.155	(30.247)	24.821
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	8.777	(9.573)	10.284	(8.439)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:				
Juros sobre capital próprio, líquidos	169	2.974	–	2.812
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	1.212	1.347	–	–
Incentivos fiscais	60	127	9	7
Prejuízos fiscais não reconhecidos	(3.271)	22	–	–
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente (nota explicativa 3)	(2.223)	–	(1.699)	–
Exclusões/(Adições) permanentes, líquidas (*)	(834)	(395)	(39)	4.081
Créditos de empresas no exterior em fase exploratória	(3)	(5)	–	–
Outros	5	355	–	126
Despesa com imposto de renda e contribuição social	3.892	(5.148)	8.555	(1.413)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	8.025	(323)	8.555	(1.413)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(4.133)	(4.825)	–	–
	3.892	(5.148)	8.555	(1.413)
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	15,1%	18,3%	28,3%	5,7%

(*) Inclui equivalência patrimonial.

22. Benefícios concedidos a empregados

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

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Passivo				
Plano de Pensão Petros	20.916	12.515	19.924	12.025
Plano de Pensão Petros 2	762	284	664	211
Plano de saúde AMS	23.957	16.397	22.546	15.661
Outros planos	283	257	–	–
	45.918	29.453	43.134	27.897
Circulante	2.115	1.912	2.026	1.820
Não Circulante	43.803	27.541	41.108	26.077
	45.918	29.453	43.134	27.897

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 a partir de setembro de 2002.

A avaliação do plano de custeio da Petros é procedida por atuários independentes, 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.

Na apuração de eventual déficit no plano de benefício definido este deverá ser equacionado por participantes e patrocinadores, conforme Emenda Constitucional nº 20/1998 e Lei Complementar nº 109/2001, observada a proporção quanto às contribuições normais vertidas no exercício em que for apurado aquele resultado.

Em 31 de dezembro 2014, os saldos dos Termos de Compromisso Financeiro - TCF, assinados em 2008 pela Companhia e a Petros, totalizavam R\$ 9.167 (R\$ 8.870 na Controladora), dos quais R\$ 545 (R\$ 526 na Controladora), de juros que vencem em 2015. 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\$ 6.151.

Em 2014, houve incorporação aos benefícios de aposentados dos níveis salariais concedidos aos trabalhadores da ativa por meio de Acordos Coletivos de Trabalho da Petrobras dos anos de 2004, 2005 e 2006, conforme deliberado pelo Conselho Deliberativo da Fundação Petros.

As contribuições esperadas das patrocinadoras para 2015 são de R\$ 1.170 (R\$ 1.122 na Controladora).

A duração média do passivo atuarial do plano em 31 de dezembro de 2014 é de 11,49 anos.

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, Strutura Asfaltos, Termobahia, Termomacaé, Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A. – TBG, Petrobras Transporte S.A. – Transpetro e Petrobras Biocombustível e está aberto para novas adesões, mas não haverá 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 no respectivo mês de competência. Em 2014, a contribuição da Companhia para parcela de contribuição definida totalizou R\$ 824 (R\$ 671 na Controladora).

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

A parcela da contribuição com característica de benefício definido está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2015, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Fundação Petros, que se baseou na recomendação da Consultoria Atuarial da Fundação. Dessa forma, toda contribuição deste período está sendo destinada para conta individual do participante.

As contribuições esperadas das patrocinadoras para 2015 são de R\$ 863 (R\$ 769 na Controladora), referente a parcela de contribuição definida.

A duração média do passivo atuarial do plano em 31 de dezembro de 2014 é de 41,80 anos.

22.2. Outros planos

A Companhia também patrocina outros planos de pensão e saúde no país e no exterior, dentre os quais se destacam planos no exterior com características de benefício definido, por meio de controladas na Argentina, Japão e outros países cuja maioria dos planos é financiada e os ativos são mantidos em trustes, fundações ou entidades similares que são regidas pelas regulamentações locais.

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 da utilização da diversificação como mecanismo de redução de risco da carteira. A carteira de ativos do plano deverá obedecer às normas definidas pelo Conselho Monetário Nacional.

A Fundação Petros elabora Políticas de Investimentos que têm a função de nortear a gestão de investimento para períodos de 5 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 2015 a 2019 são de: 30% a 60% em renda fixa, 30% a 45% em renda variável, 3% a 8% em imóveis, 0% a 15% em empréstimos a participantes, 4% a 13% em investimentos estruturados e de 0% a 1% em renda variável global. Enquanto os limites de alocação do Plano Petros 2 para o mesmo período são de: 30% a 90% em renda fixa, 5% a 25% em renda variável, 0% a 8% em imóveis, 0% a 15% em empréstimos a participantes, 0% a 10% em investimentos estruturados e de 0% a 3% em renda variável global.

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

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Categoria do Ativo	Consolidado					
	2014			2013		
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	%	Valor justo total	%
Renda fixa	15.621	4.872	20.493	38%	19.962	37%
Títulos privados	–	994	994		1.255	
Títulos públicos	15.621	–	15.621		15.283	
Outros investimentos	–	3.878	3.878		3.424	
Renda variável	22.108	959	23.067	43%	24.595	47%
Ações à vista	22.108	–	22.108		23.781	
Outros investimentos	–	959	959		814	
Investimentos Estruturados	–	4.252	4.252	8%	3.680	7%
Fundos de Private Equity	–	3.791	3.791		3.429	
Fundos de Venture Capital	–	53	53		69	
Fundos Imobiliários	–	408	408		182	
Imóveis	–	3.814	3.814	7%	3.251	6%
	37.729	13.897	51.626	96%	51.488	97%
Empréstimos a participantes			1.898	4%	1.774	3%
			53.524	100%	53.262	100%

Em 31 de dezembro de 2014, os investimentos incluem ações ordinárias e preferenciais da Petrobras no valor de R\$ 287 e de R\$ 416, respectivamente, e imóveis alugados pela Companhia no valor de R\$ 446.

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 e Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia – TBG 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 o relativo ao ritmo de crescimento dos custos médicos, que decorre 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 aprimoramento 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, 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 2014 é de 21,18 anos.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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. Todos os planos têm acumulado obrigações de benefícios em excesso aos ativos dos planos.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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

	2014					Consolidado 2013				
	Planos de pensão		Plano de	Outros	Total	Planos de pensão		Plano de	Outros	Total
	Petros	Petros 2	saúde - AMS	planos		Petros	Petros 2	saúde - AMS	planos	
Movimentação do valor presente das obrigações atuariais										
Obrigações atuariais no início do exercício	65.134	830	16.397	354	82.715	78.773	1.612	17.145	371	97.901
Custo dos juros:										
· Com termo de compromisso financeiro	1.041	-	-	-	1.041	641	-	-	-	641
· Atuarial	7.427	106	2.292	45	9.870	6.610	155	1.586	43	8.394
Custo do serviço	137	79	422	25	663	1.040	311	415	19	1.785
Contribuições de participantes	386	-	-	1	387	392	-	-	-	392
Benefícios pagos	(2.908)	(23)	(930)	(15)	(3.876)	(2.492)	(13)	(786)	(21)	(3.312)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	2.621	373	(824)	16	2.186	3.671	(254)	(4.267)	(4)	(854)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	(4.758)	(129)	(1.781)	(13)	(6.681)	697	(67)	5	(10)	625
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	4.522	206	8.382	14	13.124	(24.198)	(955)	2.299	11	(22.843)
Outros	(1)	(1)	(1)	16	13	-	41	-	(55)	(14)
Obrigações atuariais no fim do exercício	73.601	1.441	23.957	443	99.442	65.134	830	16.397	354	82.715
Movimentação no valor justo dos ativos do plano										
Ativos do plano no início do exercício	52.619	546	-	97	53.262	56.007	495	-	73	56.575
Receita de juros	6.724	69	-	8	6.801	5.291	46	-	9	5.346
Contribuições pagas pela empresa	579	-	930	12	1.521	551	-	786	56	1.393
Contribuições de participantes	386	-	-	1	387	392	-	-	-	392
Recebimentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	478	-	-	-	478	331	-	-	-	331
Benefícios pagos	(2.908)	(23)	(930)	(15)	(3.876)	(2.492)	(13)	(786)	(21)	(3.312)
Remensuração: Retorno sobre os ativos excedente a receita de juros	(5.191)	87	-	9	(5.095)	(7.461)	18	-	7	(7.436)
Outros	(2)	-	-	48	46	-	-	-	(27)	(27)
Ativos do plano no fim do exercício	52.685	679	-	160	53.524	52.619	546	-	97	53.262
Valores reconhecidos no balanço patrimonial										
Valor presente das obrigações	73.601	1.441	23.957	443	99.442	65.134	830	16.397	354	82.715
(-) Valor justo dos ativos do plano	(52.685)	(679)	-	(160)	(53.524)	(52.619)	(546)	-	(97)	(53.262)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	20.916	762	23.957	283	45.918	12.515	284	16.397	257	29.453
Movimentação do passivo atuarial líquido										
Saldo em 1º de janeiro	12.515	284	16.397	257	29.453	22.766	1.117	17.145	298	41.326
(+) Efeitos de remensuração reconhecidos em outros resultados abrangentes	7.576	363	5.777	8	13.724	(12.369)	(1.294)	(1.963)	(10)	(15.636)
(+) Custos incorridos no exercício	1.881	116	2.714	62	4.773	3.000	461	2.001	53	5.515
(-) Pagamento de contribuições	(579)	-	(930)	(12)	(1.521)	(551)	-	(786)	(56)	(1.393)
(-) Pagamento do termo de compromisso financeiro	(478)	-	-	-	(478)	(331)	-	-	-	(331)
Outros	1	(1)	(1)	(32)	(33)	-	-	-	(28)	(28)
Saldo em 31 de dezembro	20.916	762	23.957	283	45.918	12.515	284	16.397	257	29.453

	2013				
Custo do serviço	1.040	311	415	19	1.785
Juros líquidos sobre Passivo/(Ativo) líquido	1.960	109	1.586	34	3.689
Outros	-	41	-	-	41
Custo Líquido do Exercício	3.000	461	2.001	53	5.515
Relativa a empregados ativos:					
Absorvida no custeio das atividades operacionais	1.284	252	579	7	2.122
Diretamente no resultado	764	203	452	41	1.460
Relativa aos inativos:	952	6	970	5	1.933
Custo Líquido do Exercício	3.000	461	2.001	53	5.515

Obrigação atuarial	(6.990)	8.465	(2.721)	3.346	3.460	(2.855)
Custo do serviço e juros	(391)	485	(53)	63	142	(116)

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

d) Premissas atuariais adotadas no cálculo

	2014	2013
Taxa de desconto (Real)	6,14% (1) / 6,20% (2) / 6,15% (3)	6,56% (1) / 6,65% (2) / 6,58% (3)
Inflação (IPCA)	6,50% (1) (2) (3) (4)	5,93% (1) (2) (3)
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação)	13,04% (1) / 13,10% (2) / 13,05% (3)	12,88% (1) / 12,97% (2) / 12,90% (3)
Taxa de crescimento salarial (Real)	1,761% (1) / 3,77% (2)	1,981% (1) / 4,044% (2) (5)
Taxa de crescimento salarial Nominal (Real + Inflação)	8,37% (1) / 10,52% (2)	8,03% (1) / 10,21% (2)
Taxa de rotatividade do plano de saúde	0,642% a.a (6)	0,590% a.a (6)
Taxa de rotatividade do plano de pensão	Nula	Nula
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	14,47% a 3,00%a.a (7)	11,62% a 4,09%a.a (7)
Tábua de mortalidade geral	EX-PETROS 2013 (ambos os gêneros) (8)	AT 2000 Básica, específica por sexo e suavizada em 20% (8)
Tábua de entrada em invalidez	TASA 1927 (9)	TASA 1927 (9)
Tábua de mortalidade de inválidos	AT 49 Masculina agravada em 10% (10)	Winklevoss por sexo suavizada em 20% (10)
Idade de entrada na aposentadoria	Homem, 57 anos / Mulher, 56 anos (11)	Homem, 56 anos / Mulher, 55 anos (1) (11) Homem, 53 anos / Mulher, 48 anos (2)

(1) Plano Petros Sistema Petrobras.

(2) Plano Petros 2.

(3) Plano AMS.

(4) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 6,30% para 2015 e atingindo 3,00% em 2030.

(5) Taxa decrescente atingindo 3,395% a partir de 2015

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

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

(8) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foram aplicadas as Tábuas de Mortalidade AT-2000 Feminina suavizada em 10% (2014) e AT 2000 (80% masculino + 20% feminino) suavizada em 10% (2013).

(9) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foram utilizadas as Tábuas de Entrada em Invalidez Álvaro Vindas.

(10) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foram aplicadas as Tábuas de Mortalidade de Inválidos IAPB 1957.

(11) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foi utilizada a elegibilidade conforme as regras do Regime Geral de Previdência Social (RGPS).

Em relação à premissa atuarial de mortalidade geral, em 2014 a Companhia passou a utilizar a Tábua de mortalidade geral EX-PETROS 2013 (para ambos os gêneros), em substituição à Tábua de Mortalidade AT 2000, que foi utilizada na avaliação atuarial do exercício de 2013. A Tábua EX-PETROS tem característica bidimensional, através da qual se evidenciam tanto a mortalidade por idade quanto os ganhos de longevidade das idades ao longo dos anos. Essa Tábua, já devidamente reconhecida nas entidades técnicas atuariais, foi formulada com base em dados expressivos da experiência de longo período dos participantes do Plano Petros do Sistema Petrobras. Da Tábua EX-PETROS, o atuário independente da Fundação Petros coletou a posição do ano de 2013 como a observação da série anual mais aderente estatisticamente à característica populacional da massa de participantes.

e) Perfil de vencimento da obrigação

	Consolidado				
	2014				
	Plano de Pensão		Saúde	Outros planos	Total
	Petros	Petros 2	AMS		
Até 1 Ano	4.393	35	943	6	5.377
De 1 A 2 Anos	4.287	40	983	6	5.316
De 2 A 3 Anos	4.205	43	1.012	5	5.265
De 3 A 4 Anos	4.114	46	1.039	5	5.204
Acima de 4 Anos	56.602	1.277	19.980	421	78.280
Total	73.601	1.441	23.957	443	99.442

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

22.6. Outros planos de contribuição definida

A Petrobras por meio de suas controladas no país e no exterior também patrocina planos de aposentadoria aos empregados de contribuição definida. As contribuições pagas no exercício de 2014, reconhecidas no resultado, totalizaram R\$ 12.

22.7. Participação nos lucros ou resultados

A participação dos empregados nos lucros ou resultados (PLR) tem por base as disposições legais vigentes, bem como as diretrizes estabelecidas pelo Departamento de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - DEST, do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, e pelo Ministério de Minas e Energia, estando relacionada ao lucro líquido consolidado atribuível aos acionistas da Petrobras.

Em março de 2014, a Companhia concluiu as negociações com as entidades sindicais sobre uma nova metodologia para regramento da PLR, finalizando, assim, o processo iniciado no Acordo Coletivo de Trabalho 2013/2015.

Com as novas regras, o montante de PLR a ser distribuído aos empregados é calculado com base no resultado de seis indicadores corporativos, cujas metas são definidas a cada ano pela Administração da Companhia.

O resultado do atingimento das metas individuais deste conjunto de indicadores leva a um percentual de cumprimento global de metas, utilizado como base na definição do percentual do lucro a ser distribuído aos empregados.

Entretanto, ainda segundo a nova metodologia, caso a empresa não tenha lucro e todas as metas sejam alcançadas, o valor a ser pago individualmente será de metade da remuneração mensal do empregado acrescido de metade do menor valor pago da PLR no exercício anterior.

PLR do exercício de 2013

Nos termos da negociação, a nova metodologia foi aplicada na quitação da PLR relativa ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, cujo pagamento ocorreu no dia 2 de maio de 2014, resultando no reconhecimento de despesa no montante de R\$ 388, a título de complemento de PLR, classificado na demonstração de resultado em outras receitas (despesas).

O montante da PLR do ano de 2013 está demonstrado a seguir:

	2013
Lucro líquido consolidado atribuível aos acionistas da Petrobras	23.570
Percentual do cumprimento global de metas ^(*) aplicável à PLR	6,25%
Participação nos lucros ou resultados - nova metodologia	1.473
Participação nos lucros ou resultados - Empresas controladas no Brasil	1.085
Parcela complementar (reconhecida em março de 2014)	388
Participação nos lucros ou resultados - Empresas no exterior	17
Participação nos lucros ou resultados	1.490

^(*) O percentual do cumprimento global de metas é resultado dos seguintes indicadores: Limite de Volume de Petróleo e Derivados Vazado, Custo Unitário de Extração sem Participação Governamental- Brasil, Produção de Óleo e LGN- Brasil, Carga Fresca Processada-Brasil, Eficiência das Operações com Navio, Atendimento à Programação de Entrega de Gás Natural.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

PLR do exercício de 2014

No exercício findo em 31 de dezembro de 2014, as metas estabelecidas pela Administração foram alcançadas e, apesar da ausência de lucro no exercício e com base na nova metodologia negociada em acordo coletivo, a Companhia provisionou R\$ 1.045 de participação no resultado.

22.8. Plano de incentivo ao desligamento voluntário

Em janeiro de 2014, a Companhia implementou o Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV) que é fruto do Programa de Otimização de Produtividade – POP, visando contribuir para o alcance das metas de desempenho do Plano de Negócios e Gestão.

O período de inscrições ao PIDV encerrou em 31 de março de 2014 e totalizou 8.298 empregados. Após a adesão, estes empregados foram classificados em uma de cinco categorias, com datas de desligamentos previstas entre 2014 e 2017, de acordo com plano de ação de gestão do conhecimento ou de sucessão gerencial inerentes aos processos e atividades em que atuam.

Os empregados que aderiram ao PIDV tinham 55 anos ou mais e estavam aposentados pelo INSS até 31 de março de 2014, conforme previsto no Plano, podendo desistir a qualquer momento, situação em que não farão jus ao incentivo financeiro.

O incentivo financeiro a ser pago aos empregados que cumprirem o plano de ação contempla parcelas fixas equivalentes a dez remunerações normais, cujo teto é de R\$ 600 mil e o piso de R\$ 180 mil, parcelas variáveis de 15% a 25% de uma remuneração por mês, a partir do 7º mês de permanência até a data do desligamento.

A Companhia reconheceu a provisão em 31 de março de 2014, estando sujeita a alteração pela ocorrência de possíveis desistências, da atualização das remunerações nos acordos coletivos de trabalho até a data da rescisão dos empregados, da atualização do piso e do teto pelo IPCA, além do reconhecimento das parcelas variáveis.

No período de abril a dezembro de 2014, a Companhia registrou 4.936 desligamentos e 481 desistências de empregados que aderiram ao PIDV, cuja movimentação da provisão está representada a seguir:

	Consolidado
Saldo em 31.03.2014	2.396
Revisão de provisão (*)	47
Utilização por desligamento	(1.408)
Saldo em 31.12.2014	1.035
Circulante	545
Não Circulante	490

(*) Inclui desistências, reajuste salarial e atualização do piso e do teto pelo IPCA.

23. Patrimônio líquido

23.1. Capital social realizado

Em 31 de dezembro de 2014, 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.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

As ações preferenciais têm prioridade no caso de reembolso do capital, não asseguram direito de voto e não são conversíveis em ações ordinárias.

Aumento de capital com reservas em 2014

A Assembleia Geral Extraordinária, realizada em conjunto com a Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, em 02 de abril de 2014, aprovou o aumento do capital social da Companhia de R\$ 205.411 para R\$ 205.432, mediante a capitalização de reservas de lucros de incentivos fiscais constituídas em 2013, no montante de R\$ 21, em atendimento ao artigo 35, parágrafo 1º, da Portaria nº 283/13 do Ministro do Estado da Integração Nacional. Essa capitalização foi efetivada sem a emissão de novas ações, de acordo com o artigo 169, parágrafo 1º, da Lei nº 6.404/76.

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.

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.

No exercício de 2014, a parcela do resultado de R\$ 25 referente a 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.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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.

No exercício de 2014, o saldo de prejuízos acumulados será obrigatoriamente absorvido pela reserva de retenção de lucros no montante de R\$ 21.682.

23.4. Outros Resultados Abrangentes

Ganhos e perdas atuariais provenientes do plano de benefício definido, o resultado em operações de hedge de caixa, as variações de valor justo envolvendo ativos mantidos para venda e diferenças de conversão para real das demonstrações contábeis de investidas com moeda funcional diferente da Controladora.

23.5. Dividendos

Os acionistas terão direito, em cada exercício, aos dividendos, que não poderão ser inferiores a 25% do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações, 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 do capital social decorrentes de incorporação de reservas e lucros.

Relativamente ao exercício de 2014, não há dividendo proposto pelo Conselho de Administração da Companhia, considerando a inexistência de lucro, conforme a seguir demonstrado:

	2014	2013
Lucro líquido (Prejuízo) do exercício (Controladora)	(21.692)	23.408
Apropriação:		
Reserva legal	–	(1.170)
Reserva de incentivos fiscais	–	(21)
Outras reversões/adições:	10	10
Lucro (Prejuízo) básico para determinação do dividendo	(21.682)	22.227
Dividendos propostos em 2013, equivalente a 41,85% do lucro básico - R\$ 0,5217 por ação ordinária e R\$ 0,9672 por ação preferencial, composto de:		
Juros sobre o capital próprio	–	9.301
Total de dividendos propostos	–	9.301

23.6. Resultado por ação

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Lucro líquido (Prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	(21.587)	23.570	(21.692)	23.408
Média ponderada da quantidade de ações ordinárias e preferenciais em circulação (nº. Ações)	13.044.496.930	13.044.496.930	13.044.496.930	13.044.496.930
Lucro líquido (Prejuízo) básico e diluído por ação ordinária e preferencial (R\$ por ação)	(1,65)	1,81	(1,66)	1,79

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

24. Receita de vendas

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Receita bruta de vendas	408.631	370.652	336.103	299.143
Encargos de vendas	(71.371)	(65.762)	(66.535)	(61.738)
Receita de vendas ^(*)	337.260	304.890	269.568	237.405
Diesel	100.023	89.415	90.493	80.699
Gasolina automotiva	55.706	50.554	45.931	42.140
Óleo combustível (incluindo bunker)	10.237	7.376	9.136	6.608
Nafta	13.188	12.664	13.188	12.664
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	8.750	8.538	7.404	7.266
Querosene de aviação (QAV)	13.059	11.976	14.265	13.131
Outros derivados de petróleo	13.543	12.435	12.131	10.933
Subtotal de derivados	214.506	192.958	192.548	173.441
Gás natural	18.878	15.854	18.312	15.297
Etanol, nitrogenados e renováveis	9.111	8.250	7.706	7.203
Eletricidade, serviços e outros	19.683	12.197	18.745	9.703
Mercado interno	262.178	229.259	237.311	205.644
Exportações	32.633	32.767	32.257	31.761
Vendas internacionais ^(**)	42.449	42.864	–	–
Receitas de vendas ^(*)	337.260	304.890	269.568	237.405

^(*) A receita de vendas por segmento de negócio está apresentada na nota explicativa 29.

^(**) Receita proveniente de vendas realizadas no exterior, exceto exportações.

25. Outras despesas líquidas

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(2.565)	(2.032)	(2.363)	(1.914)
Gastos com PIDV	(2.443)	–	(2.285)	–
Plano de pensão e saúde (inativos)	(2.438)	(1.933)	(2.316)	(1.839)
Relações institucionais e projetos culturais	(1.742)	(1.790)	(1.504)	(1.588)
Resultado relacionado a abandono de áreas	(1.128)	125	(1.128)	125
Acordo coletivo de trabalho	(1.002)	(957)	(883)	(856)
Devolução de campos e projetos cancelados do E&P	(610)	(42)	(610)	(42)
(Perdas) / Ganhos c/ processos judiciais, administrativos e arbitrais	(480)	(505)	(817)	(949)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(336)	(482)	(323)	(461)
Resultado com alienação / baixa de ativos ^(**)	(133)	3.877	(3.673)	130
Subvenções e assistências governamentais	139	392	54	67
Gastos/Ressarcimentos com operações em parcerias de E&P	855	522	855	525
Outros ^(*)	(324)	478	(443)	8
	(12.207)	(2.347)	(15.436)	(6.794)

^(*) Em 2014, inclui complemento de PLR, relativa ao exercício de 2013, conforme nota explicativa 22.7.

^(**) Inclui o valor de US\$ 1.304 milhões referente ao ganho na venda de participação da Petrobras Energia Peru S.A (nota explicativa 10.1) e o valor de R\$ 2.825, referente à baixa dos projetos das Refinarias Premium I e II (nota explicativa 12.4).

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

26. Despesas por natureza

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Matérias-primas e produtos para revenda	(136.809)	(129.705)	(108.578)	(98.056)
Participação governamental	(31.589)	(31.301)	(30.441)	(30.388)
Gastos com pessoal	(31.029)	(27.550)	(25.422)	(22.095)
Depreciação, depleção e amortização	(30.677)	(28.467)	(22.518)	(21.474)
Variação dos estoques	(2.868)	3.618	(3.035)	2.614
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(56.427)	(50.089)	(49.520)	(45.518)
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	(5.555)	(157)	(4.401)	(60)
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	(5.048)	(4.169)	(4.828)	(4.040)
Tributárias	(1.801)	(1.721)	(1.045)	(949)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	(6.194)	-	(4.788)	-
(Perdas)/Ganhos com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(480)	(505)	(817)	(949)
Relações institucionais e projetos culturais	(1.742)	(1.790)	(1.504)	(1.588)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(2.565)	(2.032)	(2.363)	(1.914)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(336)	(482)	(323)	(461)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(44.636)	(1.238)	(34.814)	58
Resultado com alienação / baixa de ativos outros (parte de outras despesas líquidas)	(133)	3.877	(3.673)	130
Devolução de campos e projetos cancelados do E&P	(610)	(42)	(610)	(42)
Resultado relacionado a abandono de áreas	(1.128)	125	(1.128)	125
	(359.627)	(271.628)	(299.808)	(224.607)

Na Demonstração do Resultado

Custo dos produtos e serviços vendidos	(256.823)	(234.995)	(208.174)	(187.124)
Despesas com vendas	(15.974)	(10.601)	(17.430)	(12.964)
Despesas gerais e administrativas	(11.223)	(10.751)	(7.983)	(7.481)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(7.135)	(6.445)	(6.720)	(6.056)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(2.589)	(2.428)	(2.562)	(2.389)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(44.636)	(1.238)	(34.814)	58
Tributárias	(1.801)	(1.721)	(1.045)	(949)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	(6.194)	-	(4.788)	-
Outras despesas líquidas	(12.207)	(2.347)	(15.436)	(6.794)
Participação nos lucros ou resultados	(1.045)	(1.102)	(856)	(908)
	(359.627)	(271.628)	(299.808)	(224.607)

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

27. Resultado financeiro líquido

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Variações cambiais e monetárias s/ endividamento líquido ^(*)	(1.420)	(3.648)	(2.638)	(2.128)
Despesa com endividamentos	(15.817)	(11.878)	(12.689)	(8.062)
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	2.364	2.784	1.798	2.453
Resultado financeiro sobre endividamento líquido	(14.873)	(12.742)	(13.529)	(7.737)
Encargos financeiros capitalizados	8.450	8.500	7.812	6.540
Ganhos (perdas) com instrumentos derivativos	837	(408)	(291)	(40)
Resultado com títulos e valores mobiliários	(94)	(217)	845	699
Outras despesas e receitas financeiras líquidas	(394)	(732)	(2)	(723)
Outras variações cambiais e monetárias líquidas	2.174	(603)	1.428	(810)
Resultado financeiro líquido	(3.900)	(6.202)	(3.737)	(2.071)
Receitas	4.634	3.911	3.312	3.778
Despesas	(9.255)	(5.795)	(5.804)	(2.855)
Variações cambiais e monetárias, líquidas	721	(4.318)	(1.245)	(2.994)
	(3.900)	(6.202)	(3.737)	(2.071)

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

28. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Valores pagos e recebidos durante o período				
Imposto de renda e contribuição social	1.987	2.650	5	28
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	4.323	3.704	3.770	3.171
Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa				
Aquisição de imobilizado a prazo	312	458	–	–
Contrato com transferência de benefícios, riscos e controles de bens	–	–	–	1.725
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	5.096	(1.431)	5.316	(1.958)

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

29. Informações por segmento

Ativo Consolidado por Área de Negócio - 31.12.2014

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
Circulante	15.959	39.111	10.570	173	9.246	6.229	64.174	(10.439)	135.023
Não circulante	386.519	146.922	64.780	2.774	9.934	28.324	21.850	(2.751)	658.352
Realizável a longo prazo	17.874	9.573	3.749	8	3.217	4.908	13.359	(2.584)	50.104
Investimentos	531	4.800	1.393	2.221	39	5.912	386	–	15.282
Imobilizado	360.368	131.914	58.770	545	6.066	16.091	7.403	(167)	580.990
Em operação	263.794	108.747	47.460	502	4.595	9.870	5.562	(167)	440.363
Em construção	96.574	23.167	11.310	43	1.471	6.221	1.841	–	140.627
Intangível	7.746	635	868	–	612	1.413	702	–	11.976
Ativo	402.478	186.033	75.350	2.947	19.180	34.553	86.024	(13.190)	793.375

Ativo Consolidado por Área de Negócio - 31.12.2013 ^(*)

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
Circulante	13.826	44.838	9.052	181	5.576	11.922	50.702	(12.746)	123.351
Não circulante	343.903	171.931	55.847	2.622	11.418	30.532	16.157	(2.794)	629.616
Realizável a longo prazo	14.643	10.333	4.341	5	5.222	4.655	7.422	(2.621)	44.000
Investimentos	219	5.429	1.755	2.097	14	5.883	218	–	15.615
Imobilizado	296.846	155.835	48.919	520	5.505	18.671	7.757	(173)	533.880
Em operação	212.914	76.452	39.118	480	3.952	8.882	5.415	(173)	347.040
Em construção	83.932	79.383	9.801	40	1.553	9.789	2.342	–	186.840
Intangível	32.195	334	832	–	677	1.323	760	–	36.121
Ativo	357.729	216.769	64.899	2.803	16.994	42.454	66.859	(15.540)	752.967

^(*) A partir de 2014, a gestão dos negócios da controlada Liquigás Distribuidora S.A. foi transferida da área de Distribuição para a área do Abastecimento. Para fins de comparabilidade, os resultados dos períodos anteriores foram reapresentados na área de Abastecimento, atendendo a premissa fundamental de controlabilidade das Demonstrações Contábeis por Área de Negócio.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 2014

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Bio-combustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	153.705	263.570	42.062	624	98.010	32.573	–	(253.284)	337.260
Intersegmentos	152.515	92.080	4.009	560	2.647	1.473	–	(253.284)	–
Terceiros	1.190	171.490	38.053	64	95.363	31.100	–	–	337.260
Custo dos produtos vendidos	(82.457)	(271.643)	(35.921)	(728)	(90.446)	(30.109)	–	254.481	(256.823)
Lucro bruto	71.248	(8.073)	6.141	(104)	7.564	2.464	–	1.197	80.437
Despesas	(21.076)	(49.288)	(7.785)	(158)	(5.696)	(4.152)	(14.139)	535	(101.759)
Vendas, gerais e administrativas	(1.051)	(6.440)	(5.994)	(118)	(5.231)	(1.937)	(6.964)	538	(27.197)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(6.720)	–	–	–	–	(415)	–	–	(7.135)
Pesquisa e desenvolvimento	(1.290)	(452)	(199)	(32)	(4)	(5)	(607)	–	(2.589)
Tributárias	(126)	(221)	(295)	(2)	(28)	(263)	(866)	–	(1.801)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	(1.969)	(3.427)	(652)	–	(23)	(23)	(100)	–	(6.194)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(5.665)	(33.954)	(260)	–	–	(4.757)	–	–	(44.636)
Outras receitas (despesas), líquidas	(4.255)	(4.794)	(385)	(6)	(410)	3.248	(5.602)	(3)	(12.207)
Lucro (Prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	50.172	(57.361)	(1.644)	(262)	1.868	(1.688)	(14.139)	1.732	(21.322)
Resultado financeiro líquido	–	–	–	–	–	–	(3.900)	–	(3.900)
Resultado de participações em investimentos	46	272	453	(124)	(1)	(200)	5	–	451
Participação nos lucros ou resultados	(359)	(298)	(48)	(2)	(60)	(20)	(258)	–	(1.045)
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	49.859	(57.387)	(1.239)	(388)	1.807	(1.908)	(18.292)	1.732	(25.816)
Imposto de renda e contribuição social	(17.607)	18.440	353	90	(622)	(1.200)	5.026	(588)	3.892
Lucro líquido (Prejuízo)	32.252	(38.947)	(886)	(298)	1.185	(3.108)	(13.266)	1.144	(21.924)
Atribuível aos:									
Acionistas da Petrobras	32.264	(38.927)	(936)	(298)	1.185	(3.204)	(12.815)	1.144	(21.587)
Acionistas não controladores	(12)	(20)	50	–	–	96	(451)	–	(337)
	32.252	(38.947)	(886)	(298)	1.185	(3.108)	(13.266)	1.144	(21.924)

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 2013 ^(*)

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Bio-combustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	147.281	240.693	30.011	832	86.183	35.062	–	(235.172)	304.890
Intersegmentos	144.809	80.436	2.558	693	2.122	4.554	–	(235.172)	–
Terceiros	2.472	160.257	27.453	139	84.061	30.508	–	–	304.890
Custo dos produtos vendidos	(73.927)	(258.978)	(26.132)	(996)	(78.941)	(30.671)	–	234.650	(234.995)
Lucro bruto	73.354	(18.285)	3.879	(164)	7.242	4.391	–	(522)	69.895
Despesas	(8.939)	(8.557)	(2.535)	(151)	(4.428)	(500)	(10.615)	194	(35.531)
Vendas, gerais e administrativas	(957)	(6.786)	(2.360)	(119)	(4.422)	(1.855)	(5.201)	348	(21.352)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(6.057)	–	–	–	–	(388)	–	–	(6.445)
Pesquisa e desenvolvimento	(1.110)	(525)	(123)	(36)	(4)	(6)	(624)	–	(2.428)
Tributárias	(538)	(367)	(174)	(2)	(33)	(297)	(310)	–	(1.721)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(9)	–	–	–	–	(1.229)	–	–	(1.238)
Outras receitas (despesas), líquidas	(268)	(879)	122	6	31	3.275	(4.480)	(154)	(2.347)
Lucro (Prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	64.415	(26.842)	1.344	(315)	2.814	3.891	(10.615)	(328)	34.364
Resultado financeiro líquido	–	–	–	–	–	–	(6.202)	–	(6.202)
Resultado de participações em investimentos	4	165	532	(44)	(2)	366	74	–	1.095
Participação nos lucros ou resultados	(381)	(304)	(48)	(2)	(65)	(31)	(271)	–	(1.102)
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	64.038	(26.981)	1.828	(361)	2.747	4.226	(17.014)	(328)	28.155
Imposto de renda e contribuição social	(21.772)	9.229	(441)	107	(934)	(451)	9.001	113	(5.148)
Lucro líquido (Prejuízo)	42.266	(17.752)	1.387	(254)	1.813	3.775	(8.013)	(215)	23.007
Atribuível aos:									
Acionistas da Petrobras	42.213	(17.734)	1.256	(254)	1.813	3.648	(7.157)	(215)	23.570
Acionistas não controladores	53	(18)	131	–	–	127	(856)	–	(563)
	42.266	(17.752)	1.387	(254)	1.813	3.775	(8.013)	(215)	23.007

^(*) A partir de 2014, a gestão dos negócios da controlada Liquigás Distribuidora S.A. foi transferida da área de Distribuição para a área do Abastecimento. Para fins de comparabilidade, os resultados dos períodos anteriores foram reapresentados na área de Abastecimento, atendendo a premissa fundamental de controlabilidade das Demonstrações Contábeis por Área de Negócio.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio Internacional

Demonstração do resultado

							2014
	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	7.022	17.313	1.151	12.168	50	(5.131)	32.573
Intersegmentos	2.903	3.584	79	5	33	(5.131)	1.473
Terceiros	4.119	13.729	1.072	12.163	17	–	31.100
Lucro (Prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	140	(1.414)	165	218	(789)	(8)	(1.688)
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	(1.395)	(1.211)	213	182	(985)	(8)	(3.204)

Demonstração do resultado

							2013
	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	8.791	18.648	1.193	11.274	17	(4.861)	35.062
Intersegmentos	5.055	4.254	79	15	12	(4.861)	4.554
Terceiros	3.736	14.394	1.114	11.259	5	–	30.508
Lucro (Prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	4.231	(55)	144	229	(655)	(3)	3.891
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	3.425	(34)	150	200	(90)	(3)	3.648

Ativo consolidado por área de negócio internacional

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Em 31.12.2014	25.557	4.944	1.255	2.497	3.267	(2.967)	34.553
Em 31.12.2013	31.989	6.213	1.411	2.542	4.613	(4.314)	42.454

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

30. Processos judiciais e contingências

30.1. Processos judiciais provisionados, Depósitos Judiciais e Processos Judiciais não provisionados

A Companhia constituiu provisões em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e razoavelmente estimáveis. Dentre as quais, as principais são referentes a reclamações trabalhistas, imposto de renda retido na fonte pela emissão de títulos no exterior, perdas e danos pelo desfazimento de operação de cessão de crédito prêmio de IPI e indenização aos pescadores pelo derramamento de óleo no Rio de Janeiro ocorrido em janeiro de 2000.

Os valores provisionados são os seguintes:

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Passivo não circulante				
Processos trabalhistas	1.904	1.332	1.668	1.164
Processos fiscais	276	221	121	71
Processos cíveis	1.770	1.276	1.490	1.032
Processos ambientais	105	62	59	13
Outros processos	36	27	–	–
	4.091	2.918	3.338	2.280
Saldo inicial	2.918	2.585	2.280	1.504
Adições, líquidas	1.775	841	1.494	1.159
Utilização por pagamentos	(740)	(542)	(581)	(455)
Atualização de juros	155	166	145	148
Outros	(17)	(132)	–	(76)
Saldo final	4.091	2.918	3.338	2.280

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

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Ativo não circulante				
Trabalhistas	2.464	2.067	2.232	1.825
Fiscais	2.671	2.348	1.872	1.686
Cíveis	1.760	1.240	1.618	1.120
Ambientais	213	195	205	195
Outros	16	16	–	–
	7.124	5.866	5.927	4.826

Os processos judiciais não provisionados cuja probabilidade de perda é considerada possível não são reconhecidos nas demonstrações contábeis mas são divulgados, a menos que a expectativa de ocorrer qualquer desembolso seja remota.

Os passivos contingentes estimados para os processos judiciais em 31 de dezembro de 2014 para os quais a probabilidade de perda é considerada possível são apresentadas na tabela a seguir (Consolidado):

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Natureza	Estimativa
Fiscais	98.256
Cíveis - Gerais	10.350
Trabalhistas	12.381
Cíveis - Ambientais	3.984
Outras	4
	124.975

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

Descrição dos processos de natureza fiscal	Estimativa
Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil	
1) Não recolhimento de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF e Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE sobre remessas para pagamentos de afretamentos de plataformas. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	21.061
2) Não recolhimento de IOF sobre operações de mútuos com a PIFCO, BRASOIL e BOC nos exercícios de 2007, 2008, 2009 e 2010. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e de recursos na esfera administrativa.	7.142
3) Lucro de controladas e coligadas domiciliadas no exterior, nos exercícios de 2005, 2006, 2007, 2008, 2009 e 2010, não incluso na base de cálculo do IRPJ e CSLL. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	6.766
4) Não recolhimento de IRRF sobre remessas ao exterior para pagamento de importação de petróleo. Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa e judicial, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos.	5.095
5) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL e multa sobre a repactuação do Plano Petros. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	4.935
6) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL de gastos com desenvolvimento Situação atual: A questão envolve processo em fase administrativa, onde a Companhia tem buscado assegurar seus direitos.	4.667
7) Não homologação de compensação por falta de cumprimento de obrigação acessória. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e de recurso na esfera administrativa.	4.611
8) Não recolhimento da CIDE em operações de importação de nafta. Situação atual: A questão está sendo discutida no âmbito administrativo.	3.528
9) Não recolhimento de contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente paga a empregados. Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa, onde a Companhia tem buscado assegurar seus direitos.	2.181
10) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL de despesas diversas incorridas em 2007 e 2008 relacionadas a benefícios empregatícios e PETROS. Situação atual: A questão está sendo discutida no âmbito de três processos na instância administrativa.	1.976
11) Não recolhimento da CIDE-Combustível no período de março de 2002 a outubro de 2003 em transações com distribuidoras e postos de combustíveis detentores de medidas judiciais liminares que determinavam a venda sem repasse do referido tributo. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	1.685
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo	
12) Afastamento de cobrança de ICMS e multa na importação de sonda de perfuração – admissão temporária em São Paulo e desembaraço no Rio de Janeiro e multa pelo descumprimento de obrigações acessórias. Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos.	4.815
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados AM, BA, DF, ES, PA, PE e RJ	
13) Não recolhimento de ICMS nas vendas de petróleo e gás apurada mediante diferença na medição inicial	

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

e final de estoques.

Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos. 3.057

Autor: Secretaria da Fazenda do Estado do Rio de Janeiro

14) ICMS em operações de saída de Líquido de Gás Natural – LGN sem emissão de documento fiscal, no âmbito do estabelecimento centralizador.

Situação atual: A questão envolve processos que tramitam no âmbito administrativo, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos. 3.514

15) Não recolhimento de ICMS nas operações de venda de querosene de aviação, em razão da declaração de inconstitucionalidade do Decreto 36.454/2004.

Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos. 2.014

Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Marataízes, Linhares, Vila Velha, Vitória e Maragogipe.

16) Falta de retenção e recolhimento de imposto incidente sobre serviços prestados em águas marítimas (ISSQN) em alguns municípios localizados no Estado do Espírito Santo, apesar da Petrobras ter realizado a retenção e o recolhimento desse imposto aos cofres dos municípios onde estão estabelecidos os respectivos prestadores de serviços, em conformidade com a Lei Complementar n.º 116/03.

Situação atual: A questão envolve processos na esfera judicial, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos. 2.246

Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados de SP, RS e SC

17) Os três Estados questionam o recolhimento do ICMS referente à importação de gás natural para o MS

Situação atual: A questão envolve processos nas esferas judicial e administrativa, além de três ações cíveis originárias em trâmite no Supremo Tribunal Federal. 2.121

Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do Rio de Janeiro e de Sergipe

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

Situação atual: A questão envolve processos em fase judicial diversas, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos. 1.051

19) Processos diversos de natureza fiscal 15.791

Total de processos de natureza fiscal 98.256

Descrição dos processos de natureza cível

Estimativa

Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP

1) Processo administrativo que discute 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 nos sistemas de medição de plataformas.

Situação atual: As questões envolvem processos em fase administrativa e judicial diversas, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos. 4.136

Autor: Refinaria de Petróleo de Manguinhos S.A.

2) Ação de indenização na qual busca ressarcimento pelos danos causados por uma suposta conduta anticoncorrencial na venda de gasolina e derivados (Diesel e GLP) no mercado interno.

Situação atual: A questão envolve processo em fase judicial, onde a Companhia foi condenada em 1ª 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 Petrobras. 1.320

3) Processos diversos de natureza cível 4.894

Total de processos de natureza cível 10.350

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Descrição dos processos de natureza ambiental	Estimativa
Autor: Ministério Público Federal, Ministério Público Estadual do Paraná, AMAR - Associação de Defesa do Meio Ambiente de Araucária e IAP - Instituto Ambiental do Paraná 1) Processo judicial que discute obrigação de fazer, indenização em pecúnio e dano moral referente ao acidente ambiental havido no Estado do Paraná em 16.07.2000. Situação atual: Processos julgados procedentes em parte, mediante sentença contra a qual autores e a Companhia, ré, interpuseram recursos de apelação.	2.081
2) Processos diversos de natureza ambiental	1.903
Total de processos de natureza ambiental	3.984
Descrição dos processos de natureza trabalhista	Estimativa
Autor: SINDIPETRO dos estados do ES, RJ, BA, MG e SP. 1) Ações coletivas que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR). Situação atual: A Companhia ajuizou perante o Tribunal Superior do Trabalho dissídio coletivo de natureza jurídica, com o intuito de interpretar a cláusula de acordo coletivo que vem sendo questionado perante a justiça do trabalho.	3.152
Autor: SINDIPETRO do Norte Fluminense e SINDIPETRO do estado da Bahia 2) Ações coletivas que objetivam diferenças salariais decorrentes da alteração do critério de cálculo dos reflexos das horas extras nos repousos semanais remunerados, observando proporção superior à instituída pela Lei nº 605/49. Situação atual: Referente ao processo de autoria do SINDIPETRO/BA, a Cia. interpôs recurso que se encontra pendente de julgamento pelo Tribunal Superior do Trabalho. No processo em que figura como autor o SINDIPETRO/NF, a Cia. propôs Ação Rescisória processada no TST, cujo mérito ainda não foi julgado.	1.160
Autor: Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense – SINDIPETRO/NF 3) O Autor objetiva a condenação da PETROBRAS 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 PETROBRAS seja obrigada a respeitar o limite de 12 horas de efetivo trabalho em regime de sobre aviso, sob pena de multa diária. Situação atual: O processo encontra-se no Tribunal Superior do Trabalho, para julgamento dos recursos interpostos pelas partes.	1.013
4) Processos diversos de natureza Trabalhista	7.056
Total de processos de natureza trabalhista	12.381

30.2. Ações coletivas (*class actions*) e processos relacionados

Entre 8 de dezembro de 2014 e 7 de janeiro de 2015, cinco ações coletivas (*class action*) foram propostas contra a Companhia perante Corte nos Estados Unidos (*United States District Court, Southern District of New York*). Estas ações foram consolidadas em 17 de fevereiro de 2015. A Corte designou um autor líder, *Universities Superannuation Scheme Limited* ("USS"), em 4 de março de 2015, que apresentou petição inicial consolidada em 27 de março de 2015, pretendendo representar: (i) pessoas ou entidades que compraram ações da Petrobras negociadas na Bolsa de Nova Iorque entre 22 de janeiro de 2010 e 16 de março de 2015; (ii) pessoas ou entidades que compraram títulos de dívida emitidos pelas controladas da Petrobras em 3 ofertas públicas ocorridas nos Estados Unidos entre 2012 e 2014; (iii) pessoas ou entidades que compraram ações da Petrobras no Brasil, entre 22 de janeiro de 2010 e 19 de março de 2015 e também compraram valores mobiliários da Petrobras nos Estados Unidos da América no mesmo período.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

O autor líder alega, dentre outros questionamentos, que a Companhia, através de fatos relevantes 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 anti-corrupção da Companhia, em função de denúncias de corrupção, o que teria supostamente elevado artificialmente o preço dos títulos da Petrobras.

Adicionalmente, três ações foram propostas por investidores individuais perante Corte nos Estados Unidos (*Southern District of New York*) com alegações similares àquelas apresentadas na ação coletiva. Estas ações individuais foram consolidadas em um único juízo.

Essas ações não especificam o montante do suposto dano. Como as ações estão em um estágio bastante preliminar, uma possível perda ou intervalo possível de valores de potenciais perdas, caso ocorram, não pode ser estimado. A Companhia contratou um escritório de advocacia norte-americano especializado e irá se defender em relação às alegações feitas nessas ações.

30.3. Contingências Ativas

30.3.1. Ação judicial nos Estados Unidos – Plataformas P-19 e P-31

Em 2002, a Brasoil e a Petrobras venceram, em primeira instância, perante a Justiça norte-americana, ações conexas movidas pelas seguradoras United States Fidelity & Guaranty Company e American Home Assurance Company, as quais tentavam obter, desde 1997, em face da primeira (Brasoil), declaração judicial que as isentassem da obrigação de pagar o valor do seguro de construção performance bond das plataformas P-19 e P-31, e, em face da segunda (Petrobras), buscavam ressarcimento de quaisquer quantias que viessem a ser condenadas no processo de execução da performance bond.

A Justiça Americana proferiu decisão executiva em 21 de julho de 2006, condicionando o pagamento dos valores devidos à Brasoil ao encerramento definitivo de ações com idêntico objeto em curso perante a Justiça Brasileira.

Em agosto de 2014, foi celebrado o acordo extrajudicial, entre a Brasoil e a Petrobras com as seguradoras norte-americanas, onde prevê o encerramento de todas as ações e execuções judiciais ajuizadas nos tribunais brasileiros e no exterior. O montante do acordo foi de US\$ 295 milhões. Devido ao reconhecimento inicial de US\$ 72 milhões, o impacto no resultado da Companhia foi de US\$ 223 milhões, reconhecido em outras despesas líquidas em 2014.

30.3.2. Recuperação de PIS e COFINS

A Companhia ajuizou ações ordinárias contra a União referentes à recuperação, por meio de compensação, dos valores recolhidos a título de PIS sobre receitas financeiras e variações cambiais ativas, no período compreendido entre fevereiro de 1999 e novembro de 2002, e COFINS compreendido entre fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, considerando a inconstitucionalidade do §1º do art. 3º da Lei 9.718/98.

Em 9 de novembro de 2005, o Supremo Tribunal Federal considerou inconstitucional o respectivo §1º do art. 3º da Lei 9.718/98.

Em 18 de novembro de 2010, o Superior Tribunal de Justiça julgou procedente a ação da Petrobras, ajuizada em 2006 para recuperar os valores de COFINS do período de janeiro de 2003 a janeiro de 2004. Após o trânsito em julgado da ação, a Companhia reconheceu o valor de R\$ 497.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Em relação aos valores de PIS e COFINS recolhidos indevidamente sobre receitas financeiras no período de fevereiro de 1999 a dezembro de 2002, cuja ação foi ajuizada em 2005, a Companhia reconheceu em setembro de 2014 o valor de R\$ 2.177 (sendo R\$ 820 em outras despesas líquidas e R\$ 1.357 em resultado financeiro), após o direito à recuperação ter sido reconhecido de forma definitiva, conclusão do levantamento do valor e documentos que possibilitaram o pedido de liquidação judicial.

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia possui R\$ 2.737 de PIS e COFINS, atualizados monetariamente, registrados em outros ativos realizáveis a longo prazo, que estão em fase de liquidação judicial, conforme detalhado no quadro a seguir:

	31.12.2014
COFINS - Janeiro de 2003 a janeiro de 2004	497
PIS/COFINS - fevereiro de 1999 a novembro de 2002	2.177
Atualização monetária	63
Saldo atualizado registrado no ativo não circulante	<u>2.737</u>

31. Compromisso de compra de gás natural

Em 18 de agosto de 2014, a Petrobras firmou acordo com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB, solucionando as divergências existentes na execução do contrato de importação de gás natural boliviano para o mercado brasileiro (GSA). O acordo contempla a solução para as diferentes interpretações do GSA, por meio de pagamentos e compensações de parte a parte, além da celebração de um contrato de fornecimento de gás natural para viabilizar a operação da termoelétrica - UTE Cuiabá até dezembro de 2016.

Em 31 de dezembro de 2014, o valor total do Contrato GSA para o período de 2015 até 2019 é de aproximadamente 54,92 bilhões de m3 de gás natural equivalente a 30,08 milhões de m3 por dia, que corresponde a um valor total estimado de US\$ 10,09 bilhões.

A conclusão do acordo resultou em um impacto negativo no resultado de R\$ 872, sendo R\$ 997 em custo dos produtos e serviços vendidos, compensado por um ganho de R\$ 125 em outras receitas.

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\$ 6.553 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, permanecendo em vigor R\$ 4.996 líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, R\$ 4.015 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e R\$ 981 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 e realiza sua gestão de risco por meio de uma política corporativa de gerenciamento de risco definida por seus diretores.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Tal política visa contribuir para o alcance das metas estratégicas da Companhia através da alocação efetiva de recursos e de um balanceamento adequado entre os seus objetivos de crescimento e retorno e seu nível de exposição a riscos, inerentes tanto do exercício das suas atividades quanto do contexto em que ela opera.

As tabelas a seguir apresentam um resumo das posições mantidas pela Companhia em 31 de dezembro de 2014, 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				
	Valor Justo		Posição Ativa (Passiva)		Vencimento
	Valor nocional				
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	
Derivativos não designados como Hedge					
Contratos Futuros (*)	(4.314)	10.224	186	(48)	
Compra/Petróleo e Derivados	84.544	52.267	-	-	2015
Venda/Petróleo e Derivados	(88.858)	(42.043)	-	-	2015
Contratos de Opções (*)	(594)	-	2	-	
Compra/Petróleo e Derivados	(364)	-	(1)	-	
Venda/Petróleo e Derivados	(230)	-	3	-	2015
Contratos a Termo			3	(2)	
Compra/Câmbio (ARS/USD)	USD 10	-	(3)	-	2015
Venda/Câmbio (BRL/USD)	USD 249	USD 17	6	(2)	2015
SWAP			-	(1)	
Juros - Euribor/taxa fixa	EUR 5	EUR 10	-	(1)	2015
Derivativos designados como Hedge					
SWAP			(113)	(21)	
Câmbio - cross currency swap	USD 298	USD 298	(59)	26	2016
Juros - Libor/taxa fixa	USD 419	USD 440	(54)	(47)	2020
Total reconhecido no Balanço Patrimonial			78	(72)	

(*) Valor nocional em mil bbl

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no resultado do período (*)		Ganho/(Perda) reconhecido(a) no patrimônio líquido (**)		Garantias dadas como colaterais	
	2014	2013	2014	2013	31.12.2014	31.12.2013
Derivativos de commodities	910	(250)	-	-	17	335
Derivativos de moeda	(49)	(85)	22	20	-	-
Derivativos de juros	(24)	-	(5)	24	-	-
Derivativo embutido - etanol	-	(73)	-	-	-	-
	837	(408)	17	44	17	335
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações (***)	(1.673)	(692)	(13.977)	(12.691)	-	-
	(836)	(1.100)	(13.960)	(12.647)	17	335

(*) Valores reconhecidos como resultado financeiro no período.

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

(***) Utilizando instrumentos financeiros não-derivativos, conforme nota explicativa 33.2

A análise de sensibilidade com relação aos diferentes tipos de risco de mercado aos quais a Companhia está exposta com base em sua posição em instrumentos financeiros derivativos em 31 de dezembro de 2014 é apresentada a seguir:

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

		Consolidado		
		Cenário Provável ^(*)	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Operações	Risco			
Derivativos não designados como Hedge				
Contratos Futuros	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	186	(189)	(564)
Contratos a Termo	Câmbio - Desvalorização do BRL frente ao USD	(53)	(159)	(318)
Contratos a Termo	Câmbio - Valorização do ARS frente ao USD	1	(7)	(13)
SWAP	Juros - Queda de taxa de Juros em EUR	–	–	–
Opções	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	2	1	(8)
		136	(354)	(903)
Derivativos designados como Hedge				
SWAP		(3)	270	809
Dívida	Câmbio -Apreciação do JPY frente ao USD	3	(270)	(809)
Efeito Líquido		–	–	–
SWAP		13	(2)	(3)
Dívida	Juros - Alta da taxa LIBOR	(13)	2	3
Efeito Líquido		–	–	–

^(*)Em 27/02/15, os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos:

Real x Dólar - desvalorização do real em 8,36% / Iene x Dólar - desvalorização do iene em 0,03% / Peso x Dólar - desvalorização do peso em 2,00% / Curva Futura de LIBOR - aumento de 0,35% ao longo da curva; Curva Futura de EURIBOR - queda de 0,15% ao longo da curva.

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 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 Petrobras busca identificá-los e tratá-los em uma análise integrada de proteções (hedges) naturais, beneficiando-se das correlações entre suas receitas e despesas. No curto prazo, a gestão de risco envolve a alocação das aplicações do caixa entre real, dólar ou outra moeda. Nesse contexto, a estratégia pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para minimizar a exposição cambial de certas obrigações da Companhia.

a) Hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras altamente prováveis da Companhia

A Companhia designa relações de hedge entre exportações e obrigações em USD para que os efeitos da proteção cambial natural existente entre essas operações sejam reconhecidos simultaneamente nas demonstrações financeiras.

A relação de hedge entre dívida e exportações foi estabelecida na proporção de 1/1, ou seja, para a parcela de exportação de cada mês foi designada uma relação de hedge individual, protegida por uma parcela do endividamento da Petrobras. O prazo médio de vencimento das dívidas consideradas é de aproximadamente 6,10 anos.

Os valores de referência (principal) e valor justo em 31 de dezembro de 2014, além da realização anual do saldo da variação cambial registrada em outros resultados abrangentes tomando como base uma taxa BRL/USD de 2,6562, no patrimônio líquido são apresentados a seguir:

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Instrumento de hedge	Objeto de hedge	Tipo de risco protegido	Período de proteção	Valor principal (US\$ milhões)	Valor dos instrumentos de proteção em 31.12.2014
Instrumentos financeiros não derivativos	Parte das exportações mensais futuras altamente prováveis	Cambial - taxa spot R\$ x US\$	Janeiro de 2015 a Junho de 2023	50.858	135.088

Movimentação do valor de referência (principal)	US\$ milhões
Designação em 31 de dezembro de 2013	40.742
Designação de instrumento de proteção	22.330
Realização por exportações	(5.764)
Amortização de endividamento	(6.450)
Valor em 31 de dezembro de 2014	50.858

A seguir é apresentada a expectativa anual de realização do saldo em 31 de dezembro de 2014, da variação cambial registrada em outros resultados abrangentes, no patrimônio líquido:

	Consolidado								31.12.2014	
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Realização Anual	(3.394)	(3.857)	(4.362)	(4.168)	(3.694)	(2.454)	(2.043)	(2.348)	(350)	(26.670)

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

A Companhia também mantém uma operação de hedge denominada cross currency swap para fixar em dólares os custos relacionados a Bonds emitidos em Ienes, não tendo intenção de liquidar tais contratos antes do prazo de vencimento. A relação entre o derivativo e o empréstimo também foi 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:

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Instrumentos	Exposição em 31.12.2014	Risco	Consolidado		
			Cenário Provável (*)	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Ativos	6.890		576	1.722	3.445
Passivos	(162.822)	Dólar / Real	(13.608)	(40.705)	(81.411)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	135.088		11.290	33.772	67.544
	(20.844)		(1.742)	(5.211)	(10.422)
Passivos (**)	(1.728)	Iene / Dólar	–	(432)	(864)
	(1.728)		–	(432)	(864)
Ativos	17	Euro / Real	–	4	9
Passivos	(6.877)		(1)	(1.719)	(3.439)
	(6.860)		(1)	(1.715)	(3.430)
Ativos	18.269	Euro / Dólar	(2.075)	4.567	9.135
Passivos	(36.831)		4.184	(9.208)	(18.416)
	(18.562)		2.109	(4.641)	(9.281)
Ativos	11	Libra / Real	1	3	6
Passivos	(1.930)		(143)	(483)	(965)
	(1.919)		(142)	(480)	(959)
Ativos	4.684	Libra / Dólar	(99)	1.171	2.342
Passivos	(10.060)		213	(2.515)	(5.030)
	(5.376)		114	(1.344)	(2.688)
Ativos	729	Peso / Dólar	15	182	365
Passivos	(2.031)		(41)	(508)	(1.015)
	(1.302)		(26)	(326)	(650)
	(56.591)		312	(14.149)	(28.294)

(*) Em 27/02/15, os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos:

Real x Dólar - desvalorização do real em 8,36% / Iene x Dólar - desvalorização do iene em 0,03% / Peso x Dólar - desvalorização do peso em 2,00% / Euro x Dólar - desvalorização do euro em 7,70% / Libra x Dólar - desvalorização da libra em 0,87%. O cenário provável foi construído com base nas taxas de câmbio PTAX de venda do Banco Central em 27 de fevereiro de 2015.

(**) Parte da exposição está protegida pelo derivativo Cross Currency Swap.

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 situações específicas apresentadas por controladas da Petrobras.

33.4. Gestão de Capital

A gestão de capital da Companhia tem como objetivo a manutenção de sua estrutura de capital em 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 recursos de terceiros obtidos através de empréstimos, emissões de títulos no mercado de capitais internacional e desinvestimentos. A empresa mantém um perfil de endividamento adequado aos prazos de maturação dos seus investimentos, com prazo médio de amortização em torno de seis anos.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

O endividamento líquido é calculado através da soma do endividamento de curto e de longo prazo, subtraído de caixa e equivalentes de caixa e dos títulos públicos federais e *time deposits* com vencimento superior a 3 meses. O EBITDA ajustado é o lucro líquido antes do resultado financeiro líquido, imposto de renda/contribuição social, depreciação/amortização, participação em investimentos e perda no valor recuperável de ativos (impairment). A capitalização líquida é a soma de endividamento líquido e patrimônio líquido. 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	
	31.12.2014	31.12.2013
Endividamento total	351.035	267.820
Caixa e equivalentes de Caixa	44.239	37.172
Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> (vencimento superior a 3 meses)	24.707	9.085
Endividamento líquido	282.089	221.563
Endividamento líquido/(endividamento líquido+patrimônio líquido)	48%	39%
EBITDA ajustado	59.140	62.967
Índice de endividamento líquido/EBITDA ajustado	4,77	3,52

O desenvolvimento de novos projetos na indústria de petróleo e gás natural envolve prazos de maturação longos e utilização intensiva de recursos financeiros, fazendo com que a companhia possa apresentar investimentos maiores que a geração de caixa operacional durante determinados períodos. A manutenção do preço do petróleo nos níveis atuais, por um longo período, pode também impactar a capacidade de geração operacional de caixa. Dessa forma, a companhia pode conviver temporariamente com a piora de seus indicadores até que os investimentos realizados estejam gerando caixa e/ou outros ajustes decorrentes da revisão do Plano de Negócios e Gestão em andamento sejam implementados.

Além disso, o plano de desinvestimento para o biênio 2015-2016 revisto recentemente, no valor total US\$ 13,7 bilhões, faz parte do planejamento financeiro da Companhia que visa à redução da alavancagem, preservação do caixa e concentração nos investimentos prioritários, notadamente de produção de óleo & gás no Brasil em áreas de elevada produtividade e retorno.

Entretanto, essa carteira de desinvestimento é dinâmica, pois o desenvolvimento das transações dependerá das condições negociais, de mercado e da análise contínua dos negócios da Companhia.

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, 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 e o crédito concedido a instituições financeiras está distribuído entre os principais bancos internacionais considerados “grau de Investimento” pelas classificadoras internacionais de risco e os mais importantes bancos brasileiros.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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	
	2014	2013	2014	2013
AAA	55	54	–	–
AA	266	16	–	–
A	21.635	11.617	53	–
BBB	3.988	146	243	–
AAA.br	13.867	23.253	24.655	9.321
AA.br	2.459	1.082	–	–
Outras classificações	1.969	1.004	102	87
	44.239	37.172	25.053	9.408

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, otimizando as disponibilidades e reduzindo a necessidade de capital de giro; caixa mínimo robusto que assegure a continuidade dos investimentos e o cumprimento das obrigações de curto prazo, mesmo em caso de mercado adverso; ampliação das fontes de financiamento, explorando a capacidade de financiamento dos mercados doméstico e internacional, desenvolvendo uma forte presença no mercado de capitais e buscando novas fontes de financiamento com novos produtos de captação de recursos e em novos mercados.

Atualmente, essa estratégia tem sido obtida, por exemplo, através de acesso ao mercado bancário asiático. Consideramos utilizar as fontes tradicionais de financiamento (bancos, Export Credit Agency - ECAs e mercado de capitais) ao longo de 2015 para captar os recursos necessários para a rolagem da dívida e financiamento dos nossos investimentos. Além disso, o programa de desinvestimento de US\$ 13,7 bilhões irá contribuir para o suprimento das necessidades de liquidez.

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

Vencimento	Consolidado						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020 em diante	31.12.2014
	42.611	49.137	44.735	59.370	73.061	208.417	477.331
							363.513

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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. A Companhia assume parcela expressiva de seu risco, contratando franquias que podem chegar ao montante equivalente a US\$ 20 milhões.

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

As informações principais sobre a cobertura de seguros vigente em 31 de dezembro de 2014 podem ser assim demonstradas:

Ativo	Tipos de cobertura	Importância segurada	
		Consolidado	Controladora
	Incêndio, riscos operacionais e riscos de engenharia	485.410	304.375
Instalações, equipamentos e produtos em estoque	Cascos	10.094	
Navios-tanque e embarcações auxiliares			
Plataformas fixas, sistemas flutuantes de produção e unidades de perfuração marítimas	Riscos de petróleo	102.905	23.791
Total		598.409	328.166

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 de caixa e equivalentes de caixa, da dívida de curto prazo, bem como de demais ativos e passivos de longo prazo são equivalentes ou não diferem significativamente de seus valores contábeis.

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.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

	Valor justo medido com base em			Total do valor justo contabilizado
	Nível I	Nível II	Nível III	
Ativos				
Títulos e valores mobiliários	7.202	–	–	7.202
Derivativos de commodities	188	–	–	188
Derivativos de Moeda Estrangeira	–	6	–	6
Saldo em 31 de dezembro de 2014	7.390	6	–	7.396
Saldo em 31 de dezembro de 2013	9.124	24	–	9.148
Passivos				
Derivativos de Moeda Estrangeira	–	(62)	–	(62)
Derivativos de Juros	–	(54)	–	(54)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	–	(116)	–	(116)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	(48)	(48)	–	(96)

Não há transferências relevantes entre os níveis.

Em 31 de dezembro de 2014, o valor justo estimado para os financiamentos de longo prazo da Companhia, calculado a taxas de mercado vigentes, é apresentado na nota explicativa 17.

35. Eventos subsequentes

Revisão da classificação de risco da Petrobras pela agência de risco Moody's

Em 24 de fevereiro de 2015, a agência de risco Moody's rebaixou a nota de crédito concedida aos bonds da Companhia no mercado americano e com isso a Petrobras deixou de ser classificada como "grau de investimento" por esta agência.

Esta revisão, segundo a Moody's, refletia a preocupação com as investigações de corrupção em curso e as possíveis pressões sobre a liquidez da Companhia resultantes do atraso na divulgação das demonstrações financeiras auditadas. Adicionalmente, ressalta que a Companhia deverá passar por um momento desafiador objetivando a redução do seu endividamento nos próximos anos e irá necessitar de mais tempo do que o anteriormente previsto para reduzir sua alavancagem.

A Companhia destaca que não possui *covenants* (obrigação de fazer) relacionados ao rebaixamento de rating por parte das agências classificadoras de risco ou relacionados à rating abaixo da classificação "grau de investimento".

Encerramento das atividades no Japão

Em fevereiro de 2015, a Petrobras decidiu dar início a seu plano de saída de Okinawa, Japão. O plano prevê encerramento das atividades de refino da refinaria Nansey Sekiyu (NSS), que será conduzido em estreita colaboração com o METI (Ministry of Economy, Trade and Industry) japonês.

Venda de ativos na Argentina

Em 30 de março de 2015, a Petrobras Argentina S.A., PESA, alienou a totalidade de seus ativos situados na Bacia Austral, na província de Santa Cruz, para a Compañía General de Combustibles S.A. (CGC) pelo valor de US\$ 101 milhões.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Captações no Mercado Bancário

Em 1º de abril de 2015, a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading BV – PGT, contratou uma linha de crédito de mercado bancário, no montante de US\$ 3,5 bilhões, com vencimento em 10 anos com China Development Bank Corporation - CDB.

Em 9 de abril de 2015, a Petrobras, por meio de sua controlada Petrobras Distribuidora S.A, assinou contrato de financiamento com o Banco do Brasil, no valor de R\$ 4,5 bilhões, destinado a capital de giro, com vencimento em março de 2021.

Em 17 de abril de 2015, a Companhia comunicou que aprovou os seguintes contratos:

- limite de financiamento pré-aprovado (*standby*), com a Caixa Econômica Federal, no valor de R\$ 2 bilhões e prazo de até 5 anos;
- limite de financiamento pré-aprovado (*standby*), com o banco Bradesco, no valor de R\$ 3 bilhões e prazo de até 5 anos;
- Acordo de Cooperação (*Cooperation Agreement*) com o banco Standard Chartered, para uma operação de “Venda com Arrendamento e Opção de Re-compra” (*sale and leaseback*) de plataformas de produção, no valor de até US\$ 3 bilhões e prazo de 10 anos.

1- Base de Cálculo

2- Indicadores Sociais Internos

3- Indicadores Sociais Externos

4- Indicadores Ambientais

() não possui metas () cumpre de 51 a 75% () não possui metas () cumpre de 51 a 75%
() cumpre de 0 a 50% (X) cumpre de 76 a 100% () cumpre de 0 a 50% (X) cumpre de 76 a 100%

(Em milhões de reais, exceto quanto indicado em contrário)

Balanço Social (continuação)

5- Indicadores do Corpo Funcional

	2014	Consolidado 2013
Número de empregados(as) ao final do período	80.908	86.108
Número de admissões durante o período (II)	3.786	2.166
Número de empregados(as) de empresas prestadoras de serviços	291.074	360.180
Número de estagiários(as)	1.746	1.816
Número de empregados(as) acima de 45 anos (III)	33.767	37.858
Número de mulheres que trabalham na empresa	13.625	14.371
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres (III)	15,2%	15,4%
Número de negros(as) que trabalham na empresa (IV)	19.959	20.908
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as) (V)	20,3%	25,2%
Número de empregados com deficiência (VI)	286	1.127

6- Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial

	2014	Metas 2015
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa (VII)	30,3	30,3
Número total de acidentes de trabalho (VIII)	4.406	4.406
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	(X) direção e gerências empregados(as)	(X) direção e gerências empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	() direção e gerências empregados(as)	() direção e gerências empregados(as)
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	(X) direção e gerências empregados(as)	(X) direção e gerências empregados(as)
A previdência privada contempla:	(X) direção e gerências empregados(as)	(X) direção e gerências empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	(X) direção e gerências empregados(as)	(X) direção e gerências empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	(X) direção e gerências empregados(as)	(X) direção e gerências empregados(as)
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	(X) direção e gerências empregados(as)	(X) direção e gerências empregados(as)
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (IX)	(X) direção e gerências empregados(as)	(X) direção e gerências empregados(as)
Percentual de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	(X) direção e gerências empregados(as)	(X) direção e gerências empregados(as)
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	146.440	193.121
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	70% governo 22% colaboradores(as) 0% acionistas 23% terceiros -15% retido	55% governo 14% colaboradores(as) 5% acionistas 19% terceiros 7% retido

7 - Outras Informações

- Inclui R\$ 3,5 milhões de repasse ao Fundo para a Infância e a Adolescência (FIA).
- Informações do Sistema Petrobras no Brasil relativas às admissões por processo seletivo público.
- Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro, Liquigás, Petrobras Biocombustível e empresas subsidiárias fora do Brasil.
- Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro e Liquigás que se autodeclararam negros (cor parda e preta).
- Do total dos cargos de chefia da Petrobras Controladora ocupados por empregados que informaram cor/raça, 20,3% são exercidos por pessoas que se autodeclararam negras (cor parda e preta).
- Até 2013, os números encaminhados pelas áreas de negócio, obtidos através de autodeclaração dos empregados. Em 2014, o número foi extraído de campo específico do sistema informatizado de saúde, registrado durante exames periódicos anuais. Não inclui empregados com deficiência admitidos em 2014. Número referente a Petrobras Controladora.
- Informações da Petrobras Controladora.
- O processo de projeção desse número foi reavaliado levando à conclusão que as incertezas inerentes ocasionavam uma projeção com margem de erro significativa e de pouca utilidade.
- As informações na empresa incluem o quantitativo de reclamações e críticas recebidas pela Petrobras Controladora, Liquigás, Petrobras Distribuidora e área Internacional.
- Composta por salários, vantagens, FGTS, INSS e demais benefícios a empregados.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural

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.

O segmento Internacional compreende, em 31 de dezembro de 2014, atividades na América do Sul, que inclui Argentina, Colômbia e Equador; na América do Norte, que inclui o México e os Estados Unidos da América; e Outros, que representa Turquia. Investidas por Equivalência Patrimonial é composto por operações da Petrobras Oil and Gas B.V. (PO&G) em Namíbia e Nigéria, assim como empresas na Venezuela atuantes em atividades de exploração e produção.

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:

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Internacional	Total	Total
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
31 de dezembro de 2013								
Reservas de petróleo e gás não provadas	49.806	1.936	1.342	51	–	3.329	53.135	–
Reservas de petróleo e gás provadas	193.003	5.646	14.102	–	–	19.748	212.751	9.304
Equipamentos de suporte	190.773	842	(642)	(35)	10	175	190.948	2
Custos capitalizados brutos	433.582	8.424	14.802	16	10	23.251	456.833	9.306
Depreciação, Depleção e Amortização	(104.541)	(4.790)	(2.221)	–	(9)	(7.020)	(111.561)	(3.408)
Custos capitalizados, líquidos	329.041	3.634	12.581	16	1	16.232	345.273	5.898
31 de dezembro de 2012								
Reservas de petróleo e gás não provadas	98.609	1.440	3.210	3.066	51	7.767	106.376	–
Reservas de petróleo e gás provadas	123.940	8.072	7.443	5.041	–	20.556	144.496	1.004
Equipamentos de suporte	152.058	3.063	6	54	14	3.137	155.195	–
Custos capitalizados brutos	374.607	12.575	10.659	8.161	65	31.460	406.067	1.004
Depreciação, Depleção e Amortização	(88.449)	(6.157)	(1.278)	(2.892)	(7)	(10.334)	(98.783)	(348)
Custos capitalizados, líquidos	286.158	6.418	9.381	5.269	58	21.126	307.284	656

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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	Internacional	Total
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
Total	55.679	1.782	1.300	36	–	3.118	58.797
31 de dezembro de 2013							
Custos de aquisição de áreas							
Provadas	–	–	–	–	–	–	–
Não provadas	6.538	–	–	–	–	–	6.538
Custos de exploração	13.206	429	830	3	2	1.264	14.470
Custos de desenvolvimento	39.197	1.576	2.765	660	6	5.007	44.204
Total	58.941	2.005	3.595	663	7	6.271	65.212
31 de dezembro de 2012							
Custos de aquisição de áreas							
Provadas	–	–	–	–	–	–	–
Não provadas	–	–	–	–	–	–	–
Custos de exploração	11.086	577	1.143	175	1	1.896	12.982
Custos de desenvolvimento	31.623	1.793	2.203	583	122	4.701	36.324
Total	42.709	2.370	3.346	758	123	6.597	49.306

*Os valores de ativos mantidos para venda foram realizados em 2014.

c) Resultados das atividades de produção de petróleo e gás

Os resultados das operações da companhia referente às atividades de produção de petróleo e gás natural para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 estão 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 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 poços de exploração não produtivos. As despesas de depreciação, depleção e amortização referem-se aos ativos empregados nas atividades de exploração e de desenvolvimento. De acordo com o Tópico de Codificação 932 da SEC – Atividades de Extração - Petróleo e Gás Natural, o imposto de renda se baseia nas alíquotas nominais, considerando as deduções permitidas. Despesas e receitas financeiras não foram contempladas nos resultados a seguir.

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Internacional	Total	Total
31 de dezembro de 2014								
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
31 de dezembro de 2013								
Receitas operacionais líquidas								
Vendas a terceiros	2.472	2.201	1.093	438	–	3.732	6.204	1.176
Intersegmentos	144.809	3.624	–	1.429	–	5.053	149.862	1.640
	147.281	5.826	1.093	1.867	–	8.786	156.067	2.816
Custos de produção	(57.050)	(3.057)	(381)	(141)	–	(3.580)	(60.630)	(423)
Despesas de exploração	(6.057)	(132)	(189)	(61)	(7)	(388)	(6.445)	(4)
Depreciação, depleção e amortização	(16.867)	(1.117)	(693)	(192)	(1)	(2.004)	(18.871)	(565)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(9)	2	(30)	(1.205)	–	(1.233)	(1.242)	–
Outras despesas operacionais líquidas	(2.883)	(552)	(161)	(108)	3.763	2.943	60	–
Resultados antes dos impostos	64.415	969	(361)	160	3.756	4.524	68.939	1.823
Imposto de renda e contribuição social	(21.901)	(304)	(3)	(790)	(1)	(1.099)	(23.000)	(750)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	42.514	665	(365)	(630)	3.754	3.425	45.939	1.073
31 de dezembro de 2012								
Receitas operacionais líquidas								
Vendas a terceiros	1.700	2.240	37	719	–	2.996	4.696	362
Intersegmentos	143.873	3.232	566	3.674	–	7.472	151.345	–
	145.573	5.472	603	4.393	–	10.468	156.041	362
Custos de produção	(52.888)	(2.664)	(79)	(348)	–	(3.091)	(55.979)	(302)
Despesas de exploração	(7.114)	(352)	(96)	(163)	(112)	(723)	(7.837)	–
Depreciação, depleção e amortização	(12.763)	(921)	(342)	(370)	(2)	(1.635)	(14.398)	(153)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(71)	(1)	–	(33)	–	(34)	(105)	–
Outras despesas operacionais líquidas	(3.523)	(384)	(218)	340	(82)	(344)	(3.867)	–
Resultados antes dos impostos	69.214	1.150	(132)	3.819	(196)	4.641	73.855	(93)
Imposto de renda e contribuição social	(23.533)	(295)	(1)	(1.820)	2	(2.114)	(25.647)	28
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	45.681	855	(133)	1.999	(194)	2.527	48.208	(65)

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

d) Informações sobre reservas

As reservas provadas líquidas de petróleo e gás natural estimadas pela companhia e as correspondentes movimentações para os exercícios de 2014, 2013 e 2012 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas por engenheiros 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 prevêm o direito de operação, salvo se evidências dêem 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. 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.

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

O quadro a seguir apresenta um resumo das movimentações anuais nas reservas provadas de petróleo (em milhões de barris):

							Investidas por Equivalência Consolidado Patrimonial	
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Internacional	** Óleo Sintético	Total	Total
Reservas em 31.12.2011	10.411,2	191,2	53,7	118,1	363,0	8,6	10.782,8	29,6
Revisão de estimativas anteriores	69,7	(2,6)	23,5	22,4	43,3	0,7	113,7	(3,0)
Extensões e descobertas	424,4	11,4	–	–	11,4	–	435,8	–
Aprimoramento na recuperação	324,6	0,6	–	18,7	19,3	–	343,9	–
Produção no ano	(690,7)	(25,2)	(3,3)	(19,0)	(47,5)	(1,0)	(739,1)	(2,3)
Reservas em 31.12.2012	10.539,2	175,4	74,0	140,2	389,6	8,3	10.937,1	24,3
Transferência por perda de controle*	–	–	–	(140,2)	(140,2)	–	(140,2)	140,2
Revisão de estimativas anteriores	(110,0)	13,4	21,9	–	35,4	1,3	(73,4)	1,8
Extensões e descobertas	818,3	–	33,0	–	33,0	–	851,4	–
Aprimoramento na recuperação	124,2	–	–	–	–	–	124,2	–
Vendas de reservas	(42,3)	–	(1,5)	–	(1,5)	–	(43,8)	(65,4)
Produção no ano	(671,0)	(22,8)	(4,3)	–	(27,1)	(0,8)	(698,9)	(16,5)
Reservas em 31.12.2013	10.658,4	166,0	123,1	(0,0)	289,2	8,8	10.956,4	84,5
Revisão de estimativas anteriores	629,3	(3,2)	5,3	–	2,1	0,2	631,6	(1,1)
Extensões e descobertas	267,7	3,0	1,6	–	4,6	–	272,3	–
Aprimoramento na recuperação	–	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)	(11,3)
Reservas em 31.12.2014	10.850,9	66,5	119,9	(0,0)	186,5	7,9	11.045,2	72,1

*Valores transferidos em função da desconsolidação da PO&G.

** Em 2013 inclui o valor de 105 milhões de barris referente a ativos mantidos para venda.

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

O quadro a seguir apresenta um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de gás natural (em bilhões de pés cúbicos):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas							Consolidado	Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Internacional **	Gás Sintético	Total	Total
Reservas em 31.12.2011	11.067,0	1.189,6	71,9	39,3	1.300,8	13,4	12.381,2	43,5
Revisão de estimativas anteriores	373,4	(18,3)	2,7	6,2	(9,4)	1,8	365,8	5,2
Extensões e descobertas	275,8	19,6	–	–	19,6	–	295,4	–
Aprimoramento na recuperação	(624,3)	0,8	–	–	0,8	–	(623,5)	–
Produção no ano	(747,3)	(108,0)	(6,9)	–	(114,9)	(1,9)	(864,1)	(0,9)
Reservas em 31.12.2012	10.344,6	1.083,7	67,7	45,5	1.196,9	13,3	11.554,8	47,8
Transferência por perda de controle*	–	–	–	(45,5)	(45,5)	–	(45,5)	45,5
Revisão de estimativas anteriores	(291,2)	75,2	2,6	–	77,8	(0,1)	(213,5)	(8,0)
Extensões e descobertas	1.113,0	–	80,4	–	80,4	–	1.193,4	–
Aprimoramento na recuperação	916,0	–	–	–	–	–	916,0	–
Vendas de reservas	(17,3)	–	(13,4)	–	(13,4)	–	(30,7)	(22,8)
Aquisição de reservas	0,4	–	–	–	–	–	0,4	–
Produção no ano	(773,8)	(100,4)	(4,4)	–	(104,8)	(1,4)	(880,0)	(0,6)
Reservas em 31.12.2013	11.291,7	1.058,5	132,9	0,0	1.191,4	11,8	12.494,8	61,9
Revisão de estimativas anteriores	468,0	25,5	46,1	–	71,6	0,1	539,7	(14,4)
Extensões e descobertas	216,0	42,1	6,0	–	48,1	–	264,1	–
Aprimoramento na recuperação	–	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)	(0,6)
Reservas em 31.12.2014	11.170,3	730,8	180,0	0,0	910,8	10,6	12.091,5	46,9

*Valores transferidos em função da desconsolidação da PO&G.

**Em 2013 inclui o valor de 363 bilhões de pés cúbicos referente a ativos mantidos para venda.

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

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

	2014				2013				2012			
	Óleo		Gás		Óleo		Gás		Óleo		Gás	
	Óleo Bruto	Sintético	Gás Natural	Sintético	Óleo Bruto	Sintético	Gás Natural	Sintético	Óleo Bruto	Sintético	Gás Natural	Sintético
	(milhões de barris)	(bilhões de pés cúbicos)	(bilhões de pés cúbicos)	(milhões de barris)	(bilhões de pés cúbicos)	(bilhões de pés cúbicos)	(milhões de barris)	(bilhões de pés cúbicos)	(milhões de barris)	(bilhões de pés cúbicos)	(bilhões de pés cúbicos)	(bilhões de pés cúbicos)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil	7.002,7	7,9	6.661,0	10,6	6.509,3	8,8	6.578,9	11,8	6.397,5	8,3	6.811,5	13,3
América do Sul	52,0	-	358,2	-	86,0	-	368,4	-	96,5	-	414,1	-
América do Norte	63,6	-	146,2	-	46,2	-	9,9	-	21,2	-	25,2	-
África	-	-	-	-	-	-	-	-	77,8	-	35,8	-
Internacional	115,6	-	504,3	-	132,2	-	378,3	-	195,5	-	475,1	-
Total Entidades Consolidadas	7.118,3	7,9	7.165,4	10,6	6.641,6	8,8	6.957,3	11,8	6.593,0	8,3	7.286,6	13,3
Entidades não Consolidadas												
América do Sul	9,4	-	15,7	-	12,4	-	14,9	-	12,7	-	14,6	-
África	30,8	-	14,4	-	37,3	-	15,7	-	-	-	-	-
Internacional	40,2	-	30,1	-	49,8	-	30,5	-	12,7	-	14,6	-
Total Entidades não Consolidadas	40,2	-	30,1	-	49,8	-	30,5	-	12,7	-	14,6	-
Total Entidades Consolidadas e não Consolidadas	7.158,5	7,9	7.195,5	10,6	6.691,4	8,8	6.987,8	11,8	6.605,7	8,3	7.301,2	13,3
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil	3.848,2	-	4.509,2	-	4.149,1	-	4.712,7	-	4.141,7	-	3.533,0	-
América do Sul	14,6	-	372,5	-	80,1	-	690,1	-	78,9	-	669,5	-
América do Norte	56,4	-	33,8	-	77,0	-	123,1	-	52,8	-	42,5	-
África	-	-	-	-	-	-	-	-	62,4	-	9,8	-
Internacional	71,0	-	406,3	-	157,1	-	813,2	-	194,1	-	721,8	-
Total Entidades Consolidadas	3.919,2	-	4.915,5	-	4.306,2	-	5.525,9	-	4.335,8	-	4.254,8	-
Entidades não Consolidadas												
América do Sul	8,6	-	11,9	-	8,8	-	26,4	-	11,6	-	33,2	-
África	23,3	-	4,9	-	25,9	-	4,9	-	-	-	-	-
Internacional	31,9	-	16,8	-	34,7	-	31,3	-	11,6	-	33,2	-
Total Entidades não Consolidadas	31,9	-	16,8	-	34,7	-	31,3	-	11,6	-	33,2	-
Total Entidades Consolidadas e não Consolidadas	3.951,1	-	4.932,3	-	4.340,8	-	5.557,2	-	4.347,4	-	4.288,0	-

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

a) 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 no Brasil e no segmento Internacional 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 indicadores de custo no fim do exercício, tendo como premissa a continuidade das condições econômicas no fim do exercício. A estimativa de imposto de renda e contribuição social futuros é calculada utilizando as alíquotas oficiais em vigor no fim do exercício. Essas alíquotas refletem deduções permitidas, sendo aplicadas aos fluxos de caixa futuros líquidos estimados antes da tributação, deduzidas da base fiscal dos ativos relacionados. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto intermediários de 10%. Esse desconto requer estimativas, ano a ano, do momento em que os dispêndios futuros serão incorridos e as reservas extraídas.

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.

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado					Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Internacional	Total	Total
Em 31 de dezembro de 2014							
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)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	406.613	2.533	7.738	–	10.271	416.884	3.025
Em 31 de dezembro de 2013							
Fluxos de caixa futuros	2.444.936	36.145	26.017	–	62.162	2.507.098	18.802
Custos de produção futuros	(1.011.789)	(18.843)	(7.509)	–	(26.351)	(1.038.140)	(6.576)
Custos de desenvolvimento futuros	(156.636)	(4.626)	(6.025)	–	(10.651)	(167.287)	(4.153)
Despesa futura de imposto de renda	(443.858)	(3.649)	(365)	–	(4.014)	(447.872)	(2.633)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	832.653	9.028	12.118	–	21.146	853.799	5.441
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados*	(426.231)	(3.093)	(4.931)	–	(8.024)	(434.256)	(1.768)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	406.422	5.935	7.187	–	13.122	419.543	3.673
Em 31 de dezembro de 2012							
Fluxos de caixa futuros	2.154.418	35.026	14.231	30.499	79.756	2.234.174	8.080
Custos de produção futuros	(891.944)	(17.157)	(3.259)	(6.039)	(26.455)	(918.399)	(5.600)
Custos de desenvolvimento futuros	(113.182)	(4.366)	(3.893)	(7.361)	(15.620)	(128.802)	(344)
Despesa futura de imposto de renda	(397.241)	(3.910)	–	(6.156)	(10.066)	(407.307)	(787)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	752.051	9.593	7.079	10.943	27.615	779.666	1.349
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados*	(385.228)	(3.370)	(2.284)	(3.640)	(9.294)	(394.522)	(549)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	366.823	6.223	4.795	7.303	18.321	385.144	800

* Capitalização semestral

** Em 2013 inclui o valor de R\$ 3.790 milhões referente a ativos mantidos para venda, realizados em 2014.

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Movimentação dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

							Consolidado	Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Internacional**	Total	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
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	–	(2.555)	249	–	–	(2.306)	(2.306)	–
Variação 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)
Variação líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	(78.114)	(598)	(929)	–	–	(1.527)	(79.641)	(1.279)
Variação 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
Variação líquida de imposto de renda	17.720	(266)	(220)	–	–	(486)	17.234	202
Ocorrência	–	(1)	45	–	–	44	44	(68)
Outros - não especificados	–	(71)	57	–	–	(14)	(14)	–
Ajuste acumulado de conversão	38.138	503	615	–	–	1.118	39.256	1.157
Saldo em 31 de dezembro de 2014	406.613	2.532	7.739	–	–	10.271	416.884	3.025

Informação Complementar (não auditada)

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Internacional	Total	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2013	366.823	6.223	4.795	7.303	–	18.321	385.144	800
Transferências por perda de controle*	–	–	–	(7.303)	–	(7.303)	(7.303)	7.303
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(73.254)	(2.499)	(857)	–	–	(3.356)	(76.610)	(1.584)
Custos de desenvolvimento incorridos	36.063	1.538	390	660	6	2.594	38.657	512
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(2.173)	587	(249)	–	–	338	(1.835)	(4.047)
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	71.493	–	1.451	–	–	1.451	72.944	–
Revisões de estimativas anteriores de volumes	(8.783)	60	2.016	–	–	2.076	(6.707)	180
Variação líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	(20.927)	(798)	653	(660)	(5)	(810)	(21.737)	(897)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(41.285)	(870)	(745)	–	–	(1.615)	(42.900)	(185)
Acréscimo de desconto	36.682	962	584	–	–	1.546	38.228	541
Variação líquida de imposto de renda	(1.891)	407	(27)	–	–	380	(1.511)	586
Ocorrência	–	(6)	(1.409)	–	–	(1.415)	(1.415)	–
Outros - não especificados	–	(343)	65	–	–	(278)	(278)	–
Ajuste acumulado de conversão	43.674	674	519	–	(1)	1.192	44.866	463
Saldo em 31 de dezembro de 2013	406.422	5.935	7.186	–	–	13.121	419.542	3.672
*Valores transferidos em função da desconsolidação da PO&G.								
** Em 2013 inclui o valor de R\$ 3.790 milhões referente a ativos mantidos para venda, realizados em 2014.								
Saldo em 1º de janeiro de 2012	319.089	5.714	1.881	5.747	–	13.342	332.431	740
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(93.004)	(2.414)	(131)	(3.347)	–	(5.892)	(98.896)	(226)
Custos de desenvolvimento incorridos	31.539	1.551	1.099	583	122	3.355	34.894	36
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	34.724	350	1.978	2.668	–	4.996	39.720	78
Revisões de estimativas anteriores de volumes	6.632	478	(115)	3.451	–	3.814	10.446	(113)
Variação líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	(13.318)	164	222	(663)	(122)	(399)	(13.717)	(268)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(17.422)	(1.601)	(738)	(2.059)	–	(4.398)	(21.820)	(221)
Acréscimo de desconto	31.909	944	253	670	–	1.867	33.776	130
Variação líquida de imposto de renda	6.085	300	–	(194)	–	106	6.191	3
Ocorrência	–	(73)	105	–	–	32	32	–
Outros - não especificados	–	(178)	(86)	(544)	–	(808)	(808)	515
Ajuste acumulado de conversão	60.589	988	327	991	–	2.306	62.895	126
Saldo em 31 de dezembro de 2012	366.823	6.223	4.795	7.303	–	18.321	385.144	800

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

Conselho de Administração e Diretoria Executiva

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUCIANO GALVÃO COUTINHO

PRESIDENTE

ALDEMIR BENDINE

CONSELHEIRO

JOSÉ GUIMARÃES MONFORTE ^(**)

CONSELHEIRO

MAURO GENTILE RODRIGUES DA CUNHA ^(*)

CONSELHEIRO

SÉRGIO FRANKLIN QUINTELLA

CONSELHEIRO

FRANCISCO ROBERTO DE ALBUQUERQUE

CONSELHEIRO

LUIZ AUGUSTO FRAGA NAVARRO DE
BRITTO FILHO

CONSELHEIRO

MIRIAM APARECIDA BELCHIOR

CONSELHEIRO

SILVIO SINEDINO PINHEIRO ^(*)

CONSELHEIRO

DIRETORIA EXECUTIVA

ALDEMIR BENDINE

PRESIDENTE

HUGO REPSOLD JÚNIOR

DIRETOR DE GÁS E ENERGIA

JOÃO ADALBERTO ELEK JÚNIOR

**DIRETOR DE GOVERNANÇA, RISCO E
CONFORMIDADE**

ANTÔNIO SÉRGIO OLIVEIRA SANTANA ^(***)

**DIRETOR CORPORATIVO E DE SERVIÇOS
(em exercício)**

ROBERTO MORO

**DIRETOR DE ENGENHARIA,
TECNOLOGIA E MATERIAIS**

IVAN DE SOUZA MONTEIRO

**DIRETOR FINANCEIRO E DE
RELAÇÕES COM INVESTIDORES**

JORGE CELESTINO RAMOS

DIRETOR DE ABASTECIMENTO

SOLANGE DA SILVA GUEDES

DIRETORA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

MARCOS ANTONIO SILVA MENEZES

CONTADOR-CRC-RJ-35-286/O-1

(*) Voto contrário à aprovação das Demonstrações Contábeis.

(**) Abstenção quanto à aprovação das Demonstrações Contábeis e voto contrário ao pagamento da PLR.

(***) Respondendo pelos encargos afetos de José Eduardo de Barros Dutra que se encontra em licença médica.