

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS AUDITADAS

2014

—

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

MENSAGEM DO PRESIDENTE

Prezados Acionistas e Investidores,

Com a publicação dos resultados de 2014 auditados, a Petrobras transpôs uma importante barreira, após um esforço coletivo, que evidencia nossa capacidade de superação de desafios em um contexto adverso. Este exercício me trouxe ainda mais confiança de que iremos responder às questões estratégicas que nos defrontam, relativas ao plano de negócios da companhia, de maneira eficiente e criando valor para a companhia.

Desenvolvemos uma metodologia para estimar os gastos adicionais frutos do esquema de pagamentos indevidos revelado pela Operação Lava-Jato. As baixas referentes a esses gastos adicionais impostos por esse esquema foram reconhecidas no terceiro trimestre de 2014.

Adicionalmente, mudanças no contexto dos negócios da Petrobras, em função do declínio dos preços do petróleo, apreciação do dólar e necessidade de reduzir o nível de endividamento, estimularam uma revisão das perspectivas futuras da companhia e, conseqüentemente, levaram à necessidade de redução no ritmo de nossos investimentos.

Como resultado, a companhia decidiu postergar a conclusão de alguns ativos e projetos inclusos em seu plano de negócios 2014-2018. Essas postergações geraram impactos nos testes de *impairment*, cujas perdas foram reconhecidas no quarto trimestre de 2014.

PERFIL

Somos uma empresa de energia que opera de forma integrada na indústria de óleo, gás e energia, nos segmentos de exploração e produção, refino, comercialização, transporte, petroquímica, distribuição de derivados, gás natural, energia elétrica, gás-química e biocombustíveis.

Ao longo de 61 anos, construímos uma trajetória de superação de desafios. Tornamo-nos líderes mundiais em tecnologia para exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas, onde estão cerca de 90% de nossas reservas.

Conduzimos nossos negócios norteados por três direcionadores corporativos: crescimento integrado, rentabilidade e responsabilidade social e ambiental.

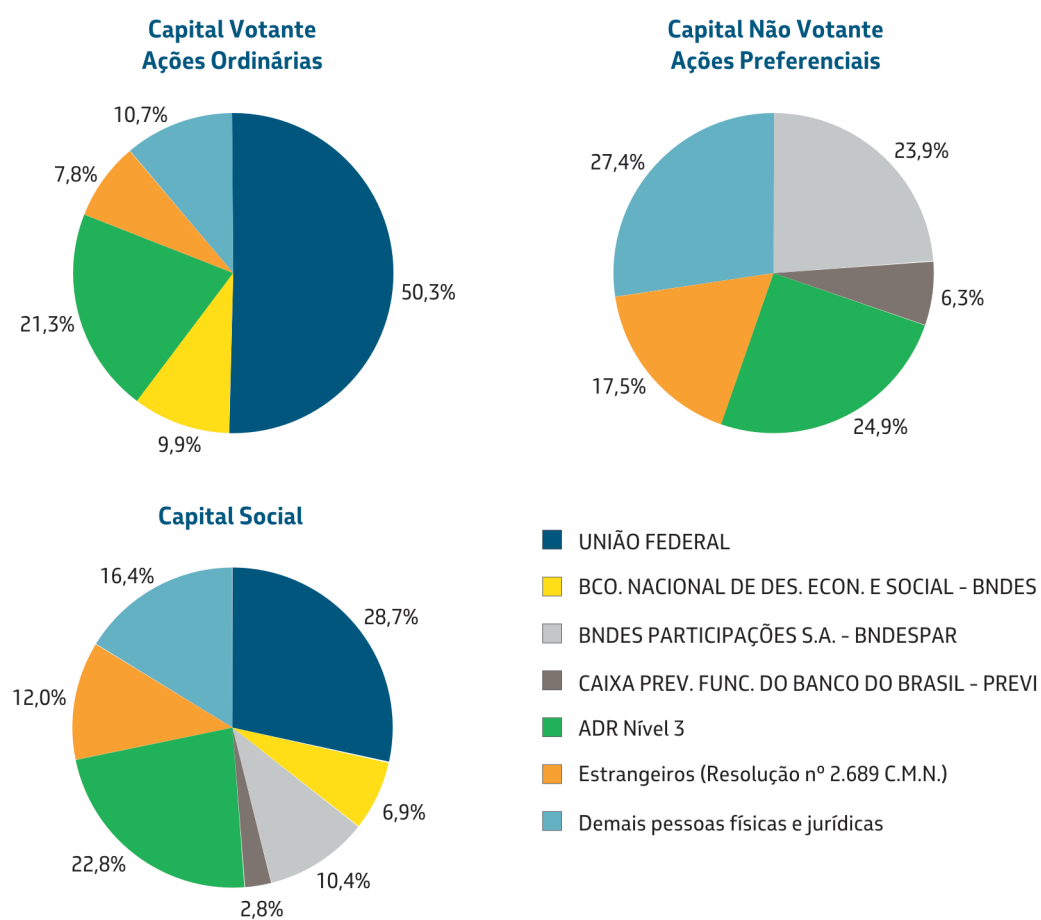
Missão

Atuar na indústria de petróleo e gás de forma ética, segura e rentável, com responsabilidade social e ambiental, fornecendo produtos adequados às necessidades dos clientes e contribuindo para o desenvolvimento do Brasil e dos países onde atua.

Visão 2030

Ser uma das cinco maiores empresas integradas de energia do mundo ⁽¹⁾ e a preferida dos seus públicos de interesse.

POSIÇÃO ACIONÁRIA – 31 DE DEZEMBRO DE 2014



DESEMPENHO DAS AÇÕES

Em 2014, diversos fatores influenciaram o desempenho do mercado de capitais. Na área política, a eleição presidencial gerou volatilidade nas cotações; na econômica, a pressão inflacionária, o baixo crescimento do Produto Interno Bruto (PIB), a desvalorização cambial e o cenário fiscal brasileiro influenciaram negativamente o desempenho das ações na Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros (BM&F Bovespa). Nesse contexto, o Ibovespa, principal índice da bolsa, recuou 3% em relação ao ano anterior.

Nossas ações, refletindo esse cenário e a queda do preço internacional do petróleo, fecharam o ano em baixa. As ordinárias (PETR3) caíram 40% e as preferenciais (PETR4), 41%, sendo cotadas a R\$ 9,59 e R\$ 10,02, respectivamente, em 30 de dezembro de 2014. Com a queda das cotações, nosso valor de mercado nessa data ficou em R\$ 128 bilhões (US\$ 48 bilhões).

Na Bolsa de Nova York (Nyse), onde são negociados os recibos ordinários (PBR) e preferenciais (PBR/A), a queda chegou a 47% e 48%, respectivamente, impactada também pela desvalorização de 13% do real frente ao dólar. Em 31 de dezembro de 2014, a cotação da PBR fechou em US\$ 7,30 e da PBR/A em US\$ 7,58.

ESTRATÉGIA CORPORATIVA

Em fevereiro de 2014, nosso Conselho de Administração aprovou o Plano Estratégico (PE) 2030 e seu desdobramento nos curto e médio prazos, traduzido no Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2014-2018. Estamos elaborando o próximo PNG, que poderá resultar em alterações significativas em relação ao atual, com postergação de metas e redução do ritmo de investimentos, principalmente devido a variações expressivas relacionadas às premissas macroeconômicas de preços e de mercado.

Revisão do Plano de Desinvestimento

Aprovamos, em fevereiro de 2015, a revisão do plano de desinvestimento estimado para 2015 e 2016. O valor total é de US\$ 13,7 bilhões, dividido entre as áreas de Exploração e Produção no Brasil e no exterior (30%), Abastecimento (30%) e Gás e Energia (40%).

Esse plano faz parte do nosso planejamento financeiro, que visa à redução da alavancagem, à preservação do caixa e à concentração nos investimentos prioritários, notadamente de produção de óleo e gás no Brasil em áreas de elevada produtividade e retorno.

GESTÃO INTEGRADA

Nossa gestão adota um modelo integrado de geração de valor no qual a forma como agimos é tão importante quanto os resultados que entregamos à sociedade. Segurança e eficiência das operações, respeito ao meio ambiente, gestão de processos, controle de custos e efetividade dos projetos são nossos compromissos.

Como atuamos de maneira integrada desde a exploração de petróleo e gás natural até a distribuição de derivados de petróleo e de energia, a integração de nossa gestão também é essencial para a maximização de resultados para todo o Sistema Petrobras.

DESEMPENHO DOS NEGÓCIOS

Exploração e Produção no Brasil

Nossa área de Exploração e Produção dedica-se à pesquisa, localização, identificação, desenvolvimento, produção e incorporação de reservas de petróleo e de gás natural, em terra e no mar.

Concluída a divulgação dos resultados, focaremos nos desafios de médio e longo prazos. Estamos desenvolvendo um novo plano de negócios, no qual incorporaremos premissas econômicas que refletem o cenário atualmente vivenciado pela indústria do petróleo.

Estamos revendo nossos investimentos com o objetivo de priorizar a área de exploração e produção de petróleo e gás, nosso segmento mais rentável. Almejamos construir um plano sustentável sob a ótica do fluxo de caixa, levando em consideração os potenciais impactos na cadeia de suprimentos e, por conseguinte, na nossa curva de produção.

Gostaria de finalizar esta mensagem enfatizando minha convicção de que a Petrobras é e se manterá uma companhia rentável e eficiente, com significativos aprimoramentos em sua governança corporativa e cada vez mais centrada em retornos para seus acionistas e investidores.

Aldemir Bendine
Presidente

O principal objetivo é descobrir acumulações de petróleo e gás natural, desenvolver e explorar reservas, disponibilizando o óleo cru e gás natural, devidamente tratados e especificados, para as áreas de Abastecimento e de Gás e Energia processarem e comercializarem seus derivados.

Somos líderes mundiais na exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas, reconhecidos pelo pioneirismo na introdução de novas tecnologias. Graças a essa liderança, temos recebido prêmios de renome nacional e internacional na indústria de petróleo e gás, como o OTC Distinguished Achievement Award, em 1992, 2001 e 2015, e o Prêmio ANP de Inovação Tecnológica, em 2013.

Contratos de Exploração e Produção

Nossa atuação começa com o estudo e a aquisição de blocos exploratórios nos leilões da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Operamos por meio de três diferentes modelos de contratos: Concessão, Cessão Onerosa e Partilha de Produção.

Por meio do contrato de Cessão Onerosa, assinado em 2010, adquirimos o direito de produzir até 5 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) em áreas do pré-sal. Em 2014, o Conselho Nacional de Política Energética emitiu uma resolução aprovando nossa contratação direta para produção do volume excedente da Cessão Onerosa em quatro áreas do pré-sal na Bacia de Santos, sob regime de partilha da produção. Após a assinatura do contrato, teremos direito de produzir, nessas áreas, volumes além dos 5 bilhões de boe adquiridos no contrato de Cessão Onerosa.

Nosso portfólio doméstico na área de exploração é constituído por 158 blocos exploratórios, totalizando uma área de 90 mil km², dos quais 38 mil km² em terra e 52 mil km² no mar. Estamos trabalhando em 56 Planos de Avaliação de Descobertas (PAD), sendo 40 em áreas exclusivamente exploratórias e 16 em áreas de *ring fence*.

Nosso portfólio de Desenvolvimento e Operação da Produção tem 351 campos com contratos de concessão e 10 campos com contratos de Cessão Onerosa, totalizando 361 campos de petróleo e gás natural.

Atividade Exploratória

Após a aquisição de um bloco, inicia-se a fase de exploração com o objetivo de descobrir volumes comercialmente viáveis de óleo e de gás.

Em 2014, perfuramos 74 poços exploratórios - 37 em terra e 37 no mar - e obtivemos índice de sucesso geológico de 70%. No pré-sal foram 15 poços, com um índice de 87%. A atividade exploratória gera descobertas de reservatórios de hidrocarbonetos que, de acordo com os resultados dos PADs, incorporam volumes às nossas reservas.

Nossos investimentos em exploração somaram R\$ 10,4 bilhões, que abrangem, principalmente, os custos de perfuração, levantamentos sísmicos e aquisição de blocos. O custo de descoberta por boe adicionado às reservas foi de US\$2,69.

A tabela abaixo mostra as principais descobertas no ano:

Área / Poço	Bacia	Ambiente	LDA (m)	Grau API	Consórcio
Florim 2 - PAD Florim 3-RJS-725	Santos	mar	2000	29	Petrobras 100%
Iara 2 - PAD Entorno Iara 3-RJS-722	Santos	mar	2251	14-26	Petrobras 100%
Entorno de Iara 3 - PAD Iara 4-RJS-728	Santos	mar	2244	23-26	Petrobras 100%
PAD Jupiter Apollonia 3-RJS-732	Santos	mar	2183	29	Petrobras 80% Petrogal 20%
L1 -NW1 Libra 3-RJS-731	Santos	mar	1963	27	Petrobras 40% Shell 20% Total 20% CNPC 10% CNOOC 10%
Moita Bonita 3 PAD Moita Bonita 3-SES-182	Sergipe	mar	3000	29	Petrobras 100%
Tanganika 3-ESS-222	Espírito Santo	mar	1050	gás	Petrobras 80% Repsol YPF 20%
Poço Verde 1 3-SES-181	Sergipe	mar	2196	36	Petrobras 100%
Pudim PAD Brigadeiro 3-ESS-219D	Espírito Santo	mar	1886	35	Petrobras 65% PTTEP 20% INPEX 15%
Lontra 3-GLF-42-ESS	Espírito Santo	mar	1319	gás	Petrobras 100%

Em 2014, apresentamos à ANP as declarações de comercialidade das áreas remanescentes do contrato da Cessão Onerosa, comprovando o volume contratado em 2010, já considerando os campos de Búzios e Sul de Lula, declarados em 2013.

Principais Declarações de Comercialidade

Campo	Área	Bacia	Volume (milhões boe)	Qualidade (API)
Sul de Sapinhoá	Sul de Guará	Santos	1.214	26-29
Sépia	Nordeste de Tupi	Santos		26-29
Itapu	Florim	Santos		26-29
Norte de Berbigão	Entorno de Iara	Santos	Maior que 5.000	24-30
Sul de Berbigão	Entorno de Iara	Santos		24-30
Norte de Sururu	Entorno de Iara	Santos		24-30
Sul de Sururu	Entorno de Iara	Santos		24-30
Atapu	Entorno de Iara	Santos		24-30
Berbigão	Iara	Santos		24-30
Sururu	Iara	Santos		24-30
Oeste de Atapu	Iara	Santos		24-30

Reservas

Em 31 de dezembro, segundo os critérios ANP/SPE, nossas reservas provadas de petróleo e de gás natural no Brasil totalizaram 16,183 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), representando um crescimento de 1,3% em relação a 2013 (15,973 bilhões de boe), assim distribuídas:

Reservas Provadas Brasil (critérios ANP/SPE)	2013	2014
Petróleo (bilhões bbl)	13,512	13,686
Gás (bilhões m ³)	391,286	396,895
Total (bilhões boe)	15,973	16,183

Em adição às reservas provadas de 2013, foi apropriado um volume de 1,091 bilhão de boe - em 2014. Também foi feita a devolução de 11 concessões, o que acarretou a dedução de reservas provadas de 0,043 bilhão de boe. Não ocorreram vendas de participação em campos no Brasil.

Dessa forma, o balanço entre apropriações e devoluções de concessões no Brasil resultou em um acréscimo de 1,049 bilhão de boe às reservas provadas, volume que compôs a produção de 2014, de 0,839 bilhão de boe. Esse resultado não considera a produção dos Testes de Longa Duração (TLD) em blocos exploratórios.

⁽¹⁾ Métrica: uma das cinco maiores produtoras de petróleo, dentre todas as empresas, com ou sem ações em bolsa.

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

A tabela a seguir apresenta a evolução das nossas reservas provadas no Brasil (critérios ANP/SPE) em 2014:

Composição das reservas provadas, segundo critérios ANP/SPE	Brasil (bilhão de boe)
a) Reservas provadas 31/dezembro/2013	15,973
b) Apropriações de reservas provadas em 2014	1,091
c) Monetização de reservas em 2014	0,000
d) Devoluções de concessões em 2014	-0,043
e) Balanço de 2014 (b+c+d)	1,049
f) Produção do ano de 2014	-0,839
g) Variação anual (e+f)	0,210
h) Reservas provadas 31/dezembro/2014 (a+g)	16,183

Para cada barril de óleo equivalente produzido em 2014, foi apropriado 1,25 barril, resultando em um Índice de Reposição de Reservas (IRR) de 125%. Vale destacar que a produção de óleo equivalente do Brasil considerada nas reservas cresceu 4,9% em relação a 2013 (0,8 bilhão de boe). Isso quer dizer que, mesmo com o aumento do volume produzido, mantivemos o IRR no Brasil acima de 100% pelo 23º ano consecutivo. A relação Reserva/Produção foi de 19,3 anos.

Em 2014, registramos o crescimento de 23% das reservas provadas do pré-sal em relação ao ano anterior. Apenas oito anos após a descoberta de hidrocarbonetos nessa camada, o pré-sal passou a responder por mais de 30% das nossas reservas provadas no País.

Produção

Em 2014, nossa produção média no Brasil foi de 2,034 milhões de barris de petróleo por dia (bpd) e de 67,8 milhões de metros cúbicos de gás por dia (m³/d), excluindo líquido de gás natural (LGN), nosso melhor resultado anual já alcançado. Em dezembro, também batemos recordes mensal e diário de produção no País, atingindo 2,212 milhões e 2,300 milhões de barris de petróleo, respectivamente. No total, produzimos 2,460 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), o que representa um aumento de 6% em relação ao volume do ano anterior. Este aumento deveu-se, principalmente:

- Ao aumento de oito unidades na frota de *Pipe-Laying Support Vessels* (PLSVs), navios lançadores de linhas de dutos no mar, que aumentaram a velocidade de interligação de poços às unidades estacionárias de produção;
- À melhoria do desempenho operacional na construção e interligação de poços;
- À entrada em operação de quatro novos sistemas de produção: P-58, P-62, Cidade de Mangaratiba e Cidade de Ilhabela;
- Ao aumento da produção das unidades P-55, P-63, Cidade de Itajaí, Cidade de São Paulo e Cidade de Paraty, que entraram em operação em 2013.

A produção total média de óleo no pré-sal, incluindo o volume de parceiros, passou de 301,6 mil bpd em 2013 para 491,4 mil bpd em 2014, um aumento de 63%, com sucessivos recordes. Em 2014, perfuramos nessa camada 22 poços de desenvolvimento da produção e sete para aquisição de dados de reservatório. Em fevereiro de 2015, atingimos o pico diário de produção de 737 mil barris de óleo no pré-sal. A produção acumulada na camada ultrapassou 500 milhões de boe.

Alcançamos esses volumes de produção no Brasil com 122 unidades marítimas, das quais 68 são plataformas fixas e 54 flutuantes. Em 2014 incorporamos ao sistema quatro unidades de produção, relacionadas abaixo:

Unidade de produção	Projeto	Capacidade (mil bpd)	Início da operação	Participação Petrobras (%)
P-58	Norte do Parque das Baleias	180	17mar	100
P-62	Roncador IV	180	12mai	100
Cidade de Mangaratiba	Iracema Sul	150	14out	65
Cidade de Ilhabela	Sapinhoá Norte	150	20nov	45

Nossas operações em áreas terrestres nas regiões Norte, Nordeste e no Espírito Santo receberam mais de cinco mil intervenções em poços. Assim, mantivemos o nível da produção em terra e aumentamos o fator de recuperação dos reservatórios, devido à implantação de projetos de desenvolvimento complementar com elevada taxa interna de retorno.

Superamos o recorde do ano anterior de entrega de gás natural nacional ao mercado, atingindo uma vazão média anual de 46,5 milhões m³/dia. A produção de gás, que considera o consumo no sistema de produção e reinjeção nos reservatórios, totalizou 71,8 milhões de m³/dia incluindo LGN, um incremento de 5,9 milhões de m³/dia em relação a 2013. Esse aumento deveu-se, principalmente, à entrada em operação das plataformas na Bacia de Campos, P-58, P-55 e P-62, e no pré-sal da Bacia de Santos, os FPSOs Cidade de Ilhabela e Cidade de Mangaratiba.

Destacamos o êxito do Programa de Otimização do Aproveitamento de Gás Natural (POAG 2015), que tem nos permitido melhorar o desempenho das Unidades de Operações das regiões Sul e Sudeste. Em 2014, registramos 92% de aproveitamento de gás associado, mantendo o mesmo nível de aproveitamento de 2013.

A meta de produção de petróleo no Brasil para 2015 é de 2,125 milhões de bpd, o que representa um aumento de 4,5% em relação a 2014, com variação de um ponto percentual para mais ou para menos. Em 16 de março de 2015, entrou em operação a plataforma P-61, que atua em conjunto com a plataforma P-63 no campo de Papa-Terra na da Bacia de Campos.

Programas de Eficiência

Buscamos constantemente o aumento da produtividade e, em conjunto com parceiros e fornecedores, desenvolvemos novas tecnologias, analisamos nossos processos e implementamos programas com foco no incremento da produção e na redução de custos. Entre eles, destacam-se: Programa de Otimização de Custos Operacionais (Procop), Programa de Aumento da Eficiência Operacional (Proef), Programa de Redução de Custos de Poços (PRC-Poço) e Programa de Redução de Custos de Instalações Submarinas (PRC-Sub).

Procop

O Procop, na área de E&P, proporcionou uma economia de R\$ 3,2 bilhões, superando em 36% a previsão para o ano, de R\$ 2,36 bilhões. Algumas ações possibilitaram esse ganho: otimização das intervenções em poços terrestres, melhor aproveitamento da frota aérea, otimização de embarcação por unidade marítima atendida, desmobilização de plataformas e alienação de sondas de perfuração.

Proef

Na Unidade de Operações da Bacia de Campos, a eficiência cresceu de 75,4% em 2013 para 79,7% em 2014. Na Unidade de Operações do Rio de Janeiro, aumentou de 92,4% para 95,4%. Na Unidade de Operações do Espírito Santo, onde o Proef foi implementado em 2014, a eficiência atingiu 92,9%, superando a meta para o ano de 88,3%. Com isso, a produção nessas áreas aumentou 156 mil bpd no ano.

Para atingir tais resultados, realizamos campanhas de manutenção e segurança nas plataformas e executamos planos de paradas programadas das unidades de produção. Em 2015, incluímos no programa a Unidade de Operações da Bacia de Santos, a fim de manter os altos patamares de eficiência e dar suporte ao crescimento da produção da unidade.

A eficiência operacional acumulada da área de Exploração e Produção em 2014 foi de 90,5%, nível mais alto atingido desde 2009.

PRC-Poço

Lançado em 2013, tem como objetivo reduzir os custos de construção de poços marítimos por meio de 23 iniciativas associadas a três frentes principais: redução de custos unitários, otimização de escopo e aumento de produtividade. Os ganhos resultantes das iniciativas do programa totalizaram US\$ 628 milhões em 2014, superando a meta de US\$ 458 milhões.

PRC-Sub

Lançado em 2013, tem como objetivo: aumentar a disponibilidade de itens críticos e a produtividade das embarcações que realizam instalações de equipamentos submarinos, reduzir custos unitários e consumo de materiais e aumentar a eficiência logística de suprimento às embarcações especiais. As iniciativas do programa permitiram ganhos de US\$ 237,9 milhões em 2014, superando a meta de US\$ 148,3 milhões.

Tecnologia

Dentre as tecnologias implementadas em 2014, merecem destaque a BSR (Boia de Sustentação de Risers), os dutos para águas ultraprofundas, ou SCR (Steel Catenary Risers), a perfuração com técnica de PMCD (Pressurized Mud Cap Drilling) e o Programa de Diagnóstico de Problemas de Perfuração em Tempo Real (PWDa).

Entraram em operação quatro BSRs – tecnologia pioneira de sustentação de tubulações submarinas por meio de boias submersas – instaladas nos FPSOs Cidade de São Paulo e Cidade de Paraty, que operam os projetos Piloto de Sapinhoá e Piloto de Lula Nordeste. A essas boias já foram interligados dez poços, entre produtores e injetores, contribuindo para atingir a capacidade máxima de produção de ambos FPSOs, de 120 mil bpd. Ao longo da implantação desses projetos, outros 13 novos poços serão interligados às BSRs.

Nessas BSRs foram instalados risers rígidos em catenária (SCR) com tubos em aço carbono com revestimento interno anticorrosivo (“clad”). O método de instalação utilizado foi o de bobinamento em carretel (“reel lay”). Esses dutos foram devidamente qualificados para as condições dos fluidos a serem produzidos e aos esforços dinâmicos a que são submetidos e se configuram como mais uma alternativa tecnológica que pode ser utilizada no pré-sal da Bacia de Santos.

Além disso, estabeleceu-se o recorde de lâmina d’água, de 2.103 m, para a perfuração do poço LL-19 pela técnica de PMCD através de sonda flutuante de posicionamento dinâmico. Esse método de perfuração permite a construção do poço mesmo em cenário de elevada perda de circulação de fluido de perfuração, sem comprometimento da segurança operacional e da qualidade do poço.

Outra tecnologia de destaque foi o PWDa. Esse *software* identifica automaticamente e em tempo real situações de desconformidade operacional durante perfurações de poços. As informações, enviadas por sensores de fundo de poço e de superfície, são interpretadas e o próprio sistema sugere ações de prevenção. Em 2014, foram acompanhados 71 poços e 1.471 dias de sonda, contribuindo para uma economia de US\$ 30,8 milhões.

Refino, Transporte, Comercialização e Petroquímica

Abastecimento

Nossa área de Abastecimento é responsável pelo refino, transporte e comercialização de petróleo e derivados, norteada pela estratégia de incrementar a capacidade e a eficiência de nossos ativos para atender ao crescimento do mercado. No segmento petroquímico, atuamos prioritariamente em parcerias, de forma integrada aos nossos demais negócios.

Refino

Em 2014, nossas 13 refinarias no Brasil processaram 2.106 mil bpd de petróleo e líquido de gás natural (LGN) e produziram 2.170 mil bpd de derivados. Do volume total do petróleo processado, 82% foram provenientes de campos brasileiros.

A produção de derivados no País foi recorde, tendo superado em 2% a do ano anterior. Os picos de produção foram atingidos em julho e agosto, com média diária de 895 mil bpd de diesel e 519 mil bpd de gasolina, respectivamente.

Esses resultados decorreram do aumento da eficiência operacional das unidades de refino, da entrada em operação de novas unidades de processo e da maior utilização dos ativos logísticos, refletindo a gestão integrada do sistema de abastecimento.

Em janeiro de 2014, iniciamos a entrega em todo o País da gasolina S-50, com teor de enxofre máximo de 50 partes por milhão, atendendo à mudança de especificação do produto. Um dos principais benefícios do novo combustível é a redução de emissões de gases poluentes pelos veículos.

Novos empreendimentos

Recentes circunstâncias levaram nossa Administração a revisar nosso planejamento e implementar ações para preservar o caixa e reduzir o volume de investimentos. Por meio desse processo, optamos por postergar os seguintes projetos: Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) e segundo trem de refino da Refinaria Abreu e Lima (Rnest).

Tais circunstâncias incluem:

- Declínio dos preços do petróleo;
- Desvalorização do real, que aumenta a necessidade de caixa para cumprir com nossas obrigações em moeda estrangeira no curto prazo;
- Insolvência de empreiteiras e fornecedores, com carência no mercado de fornecedores qualificados disponíveis (como resultado das investigações da Operação Lava-Jato e outros motivos).

Refinaria Abreu e Lima (Rnest)

A refinaria iniciou em dezembro sua operação parcial, com capacidade instalada de 74 mil bpd de óleo, volume que deverá aumentar para 115 mil bpd. O segundo trem está postergado.

Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj)

O projeto da refinaria do Comperj encontra-se postergado.

Para obter mais informações sobre *impairment* da Rnest e do Comperj consulte a nota explicativa 14 das demonstrações contábeis neste Relatório da Administração.

Refinarias Premium

Em janeiro de 2015, decidimos encerrar os projetos de investimento para a construção das refinarias Premium I e Premium II. A decisão teve como fundamentos:

- Baixa atratividade dos resultados econômicos, mesmo depois das otimizações de custo incorporadas ao investimento;
- Ausência de parceiro econômico, condição mandatória do Plano de Negócios e Gestão;
- Atendimento da expansão dos mercados interno e externo de derivados, proporcionado pelo aumento da capacidade do Programa de Maximização de Médios e Gasolina (Promega) nas refinarias em operação, exceto a Rnest.

Comercialização

Mercado Interno

Comercializamos 2.458 mil bpd de derivados de petróleo no mercado interno – volume superior em 3% ao de 2013. As vendas de óleo diesel subiram 2%, favorecidas pelo aumento das obras de infraestrutura, pelo crescimento da frota de veículos leves a diesel e pela geração elétrica das térmicas do Sistema Interligado Nacional.

A comercialização de gasolina cresceu 5%, acompanhando a ampliação da frota de veículos *flex fuel*, associada a uma relação de preços entre o etanol hidratado e a gasolina C, favorável ao consumo do combustível fóssil, na maioria dos estados, além do aumento do consumo das famílias. Entretanto, a alteração de 20% para 25% do teor de etanol anidro na gasolina C, iniciada em maio, limitou a expansão das vendas de gasolina A.

As vendas de GLP subiram 2%, estimuladas pelo crescimento populacional, aumento da massa salarial, ampliação da participação relativa do combustível no consumo da indústria e expansão do número de clientes industriais nas regiões Norte e Nordeste.

A comercialização de querosene de aviação teve acréscimo de 4%, em razão do incremento da oferta de voos internacionais e do aumento do número de voos domésticos devido à Copa do Mundo de Futebol da Fédération Internationale de Football Association (FIFA).

O óleo combustível registrou crescimento de vendas de 21%, impulsionado pelo despacho das térmicas do Sistema Interligado Nacional. Essa demanda extra compensou a redução do consumo normal do produto, provocada pela queda da produção industrial.

As vendas de nafta caíram 5% devido a paradas programadas de unidades das centrais petroquímicas no Rio Grande do Sul e em São Paulo.

Exportações x Importações

As exportações de petróleo atingiram 232 mil bpd, com aumento de 12% em relação ao volume de 2013, devido ao aumento da produção interna de óleo. Já as vendas de derivados para o mercado externo ficaram em 158 mil bpd – uma queda de 15% devido ao maior consumo de óleo combustível no mercado interno.

As importações de petróleo ficaram em 392 mil bpd, com redução de 3% em relação às de 2013, enquanto as de derivados somaram 413 mil bpd, com aumento de 6%. O crescimento da compra de derivados foi consequência da expansão do mercado interno em ritmo maior que o da produção de combustíveis nas refinarias nacionais. É importante ressaltar que a elevação da produção de derivados evitou que o volume importado fosse ainda maior.

O saldo financeiro da nossa balança comercial, calculado com base nas exportações e importações de petróleo e derivados, sem considerar o gás natural, o GNL e os nitrogenados, apresentou déficit de US\$ 15 bilhões.

Petroquímica

Atuamos no segmento petroquímico de forma integrada aos demais negócios do Sistema Petrobras. O objetivo é produzir petroquímicos e biopolímeros preferencialmente por meio de participações societárias.

As seguintes empresas são nossas controladas, coligadas ou controladas em conjunto, na área Petroquímica (participações em 31 de dezembro de 2014):

- Braskem S.A. (36,20%) – produz principalmente eteno, polietileno, polipropileno e PVC;
- Deten Química S.A. (27,88%) – produz matéria-prima para detergentes;
- Metanor S.A./Copenor S.A. (34,54%) – produz metanol, formol e hexamina;
- Fábrica Carioca de Catalisadores (50%) – produz catalisadores e aditivos;
- Petrocoque S.A. (50%) – produz coque calcinado de petróleo;
- Companhia Petroquímica de Pernambuco (100%) e companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (100%) - produzem ácido tereftálico purificado (PTA), resina PET (polietileno tereftalato) e filamentos de poliéster.

Innova

Como parte do Programa de Desinvestimentos, a Assembleia Geral de Acionistas da Petrobras aprovou, em 2013, a venda de 100% das ações da Innova S.A. para a Videolar S.A., pelo valor de R\$ 870 milhões. A operação foi concretizada em 2014, após a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade).

Procop

Na área de Abastecimento, o Procop proporcionou uma economia de R\$ 4,34 bilhões, superando em 34% a previsão para o ano, de R\$ 3,24 bilhões. As principais ações que possibilitaram esse resultado foram, no refino, a elevação da eficiência operacional dos ativos e o aumento na produtividade de pessoal; e, na logística, a redução dos estoques de petróleo e derivados e a diminuição da estadia dos navios nos terminais e plataformas.

Transporte

Transporte e armazenamento

Nossa subsidiária Petrobras Transporte (Transpetro) é responsável pela movimentação e armazenamento de petróleo, derivados, biocombustíveis e gás natural. Opera 49 terminais (21 terrestres e 28 aquaviários), 54 navios, 7.517 quilômetros de oleodutos e 7.151 quilômetros de gasodutos.

Além de interagir de forma permanente com nossas áreas de produção, refino e distribuição, a Transpetro transporta cargas importadas e exportadas de petróleo e de produtos, tendo como principais clientes, além do Sistema Petrobras, empresas distribuidoras e indústrias petroquímicas. A subsidiária tem presença nacional e possui instalações em 20 das 27 unidades da federação.

Em 2014, a frota da Transpetro movimentou 59,9 milhões de toneladas de petróleo e derivados. Pelos oleodutos e terminais da empresa, foram transportados 832,6 milhões de m³ de líquidos, 3% a mais que no ano anterior. A média diária de transporte de gás natural foi de 75,8 milhões de m³, ultrapassando em 8,7% a média de 2013.

Transporte Marítimo

O Programa de Modernização e Expansão da Frota (Promef) da Transpetro prevê a construção de navios, em estaleiros brasileiros, de forma a renovar a frota, incorporando novas tecnologias às operações.

Em 2014, a Transpetro recebeu dois navios petroleiros previstos no Promef: o Henrique Dias, quarto da série Suzmax, e o Anita Garibaldi, primeiro do tipo Panamax, totalizando nove embarcações entregues.

Terminais e Oleodutos

Nesse segmento de operações, os principais destaques foram:

- Aumento de capacidade do oleoduto Olapa, que interliga a Refinaria Presidente Getulio Vargas (Repar) ao Terminal de Paranaguá, com a elevação de 400 m³/h para 450 m³/h do limite de vazão máxima no refluxo;
- Início da operação remota dos dutos que interligam o Terminal de Guarulhos às bases de três companhias distribuidoras que abastecem a Grande São Paulo. Essa é a primeira movimentação de produtos exclusivamente por gravidade, sem uso de bombas;
- Aumento de 50% no volume movimentado navio a navio (*ship to ship*) em Angra dos Reis, contribuindo para o incremento das exportações de petróleo;

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

Logo da Petrobras em 2011

- Elevação de 6,4% na movimentação rodoviária no ano, atingindo 605 mil m³ de produtos claros e 1.689 mil toneladas de produtos escuros transportados, com destaque para óleo combustível 1-A, gasolina natural (C5+) e asfaltos;
- Fase final de conclusão do projeto de substituição das três monoboias que integram a logística de suprimento/escoamento das refinarias Alberto Pasqualini (Refap) e Presidente Getulio Vargas (Repar), elos fundamentais na cadeia de abastecimento da Região Sul;
- Início da operação do novo quadro de boias e do oleoduto submarino do Terminal de Guamaré (RN), possibilitando o suprimento de nafta e diesel S-10 à Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC) e o escoamento do diesel S-1800;
- Início da operação do Terminal de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito da Bahia, com capacidade para disponibilizar 14 milhões de m³/dia ao mercado, conferindo mais flexibilidade e garantia de suprimento de gás natural ao País;
- Primeira operação comercial do Terminal da Ilha Comprida, que integra os Terminais Aquaviários da Baía de Guanabara (TAGB). Com o Ilha Comprida, o TAGB mais que dobrou sua capacidade de armazenamento de GLP;
- Início das atividades de movimentação para a Rnest, com a transferência de 61 mil m³ de petróleo para a unidade.

Gasodutos e Processamento de Gás Natural

Com a operação de uma rede de 7.151 km de gasodutos e 11 estações de compressão, totalizando 400 mil HP de potência instalada, a área de Gás Natural da Transpetro movimentou a média de 75,8 milhões de m³/dia de gás em 2014, volume 8,7% superior ao ano anterior. Em dezembro, foi registrado recorde mensal de movimentação, com a média diária de 89,41 milhões de m³.

No Terminal de Cabiúnas (RJ) – maior polo brasileiro de processamento de gás natural – os volumes médios processados de gás natural e de condensado de gás natural somaram 11 milhões de m³/dia e 954 m³/dia, respectivamente. As sete unidades de processamento do terminal têm capacidade de 19,7 milhões de m³ de gás natural e 4,5 mil m³ de condensado de gás natural por dia.

Procop

O Procop proporcionou, em 2014, uma economia para a Transpetro de R\$ 414 milhões, superando em 74% a previsão para o ano. As principais iniciativas que permitiram esse ganho foram: maior controle na aquisição de materiais e de custos com manutenção corretiva na atividade de manutenção de navios; otimização dos custos com manutenção programada de tanques e reparos de dutos; e sistemática de acompanhamento e de controle dos custos de manutenção industrial nos terminais.

Distribuição

Nossa subsidiária Petrobras Distribuidora atua na comercialização e distribuição de derivados de petróleo e de biocombustíveis em todo o Brasil, com o objetivo de manter nosso ritmo de crescimento no mercado, com ênfase na rentabilidade, combinado a uma logística integrada, confiável e sustentável.

Na condição de líder no mercado doméstico, a Petrobras Distribuidora comercializou 57,4 milhões de m³ de combustíveis em 2014 – volume 6,9% maior que o registrado no ano anterior. Sua receita operacional líquida foi de R\$ 98,5 bilhões, com lucro líquido de R\$ 1,1 bilhão. A subsidiária alcançou recorde de vendas em outubro – 5,3 milhões de m³ – e chegou a 31 de dezembro de 2014 com uma rede de 7.931 postos de serviços e 13.868 clientes consumidores, fechando o ano com *market share* de 37,9%.

Em 2014, o mercado de combustíveis cresceu 6,2%, com destaque para a gasolina C e o etanol hidratado, que tiveram o consumo elevado em 7,6% e 14,1%, respectivamente, devido ao aumento da renda nacional bruta. As vendas de óleo combustível aumentaram 27,3%, favorecidas pelo acionamento das usinas termelétricas. Influenciada pelo mesmo fator e pelo crescimento da demanda no setor de transporte, a comercialização de óleo diesel cresceu 2,7%.

O desempenho operacional da Petrobras Distribuidora vem sendo alavancado pelo crescimento da demanda por combustíveis e pela política comercial da empresa. Às ações de manutenção do nível de participação no mercado total e no segmento de revenda, a subsidiária conjugou iniciativas que mantiveram a ampliação das vendas de produtos com maior valor agregado, como os lubrificantes, e o controle de custos.

Investimentos

A Petrobras Distribuidora investiu R\$ 1,1 bilhão em 2014. Do total, R\$ 481,2 milhões destinaram-se à manutenção e à ampliação da infraestrutura logística; R\$ 215,9 milhões ao desenvolvimento e à modernização da rede de postos; e R\$ 33,1 milhões à distribuição de gás e à comercialização de energia.

Os investimentos em infraestrutura de distribuição foram determinados pelo crescimento do consumo de derivados de petróleo e seus consequentes desafios logísticos, principalmente nas regiões Sudeste, Norte e Centro-Oeste. A Distribuidora inaugurou, no Tocantins, o Terminal de Porto Nacional, que permitiu iniciar o atendimento a uma região com grande crescimento de demanda por combustíveis. O estado, onde os concorrentes estão ampliando instalações, era o único em que não tínhamos base própria.

Destaque no ano foi o lançamento da gasolina Petrobras Grid, desenvolvida especialmente para o mercado brasileiro. O produto incorpora um pacote de detergentes e dispersantes e um aditivo modificador de atrito, resultando em melhor desempenho, máxima eficiência e proteção do motor. A nova gasolina, que proporciona mais rentabilidade para a Distribuidora e seus revendedores, está disponível em 5.725 postos Petrobras.

Em linha com nossa estratégia corporativa de ampliar as vendas em segmentos com maior valor agregado, a Petrobras Distribuidora investiu na expansão da rede de lojas de conveniência dos postos. Nossa rede, a BR Mania, completou 20 anos em 2014, atingindo a marca de mil lojas em todo o País.

Procop

Na Distribuidora, o Procop proporcionou uma economia de R\$ 280 milhões, ultrapassando em 71% a previsão para o ano. Entre as ações que resultaram nesse ganho, encontram-se a redução dos custos de frete e de viagens, o aumento da produtividade nas bases e áreas comerciais e corporativas e a diminuição dos gastos com imagens nos postos.

Gás, Energia e Gás-química

Nossa área de Gás e Energia é responsável pelo transporte, distribuição e comercialização de gás natural, pela geração e venda de energia elétrica e pela produção e comercialização de fertilizantes. A área atua de forma conjunta com o E&P nacional, visando compatibilizar a oferta e a demanda de gás e atender às necessidades do Abastecimento.

A monetização do gás natural das bacias sedimentares do Brasil está no centro de nossa estratégia. O aumento da produção de gás tem contribuído para a expansão das nossas fábricas de fertilizantes e usinas termelétricas e para o atendimento da demanda da nossa área de Abastecimento e dos contratos com as companhias distribuidoras do produto.

Gás Natural

Em 2014, a oferta de gás natural para o atendimento do mercado superou em 10% a do ano anterior, alcançando 96,10 milhões de m³ por dia (m³/dia). Essa expansão foi motivada principalmente pelo aumento do consumo das termelétricas a gás, acionadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em resposta ao baixo nível dos reservatórios hidrelétricos, inferior às médias históricas.

Do volume total, movimentado em uma malha de gasodutos de transporte que soma 9.190 km, nossa oferta de gás nacional foi de 43,23 milhões de m³/dia, consideradas a produção própria e a de parceiros. O volume não incluí o líquido de gás natural, o gás utilizado no processo produtivo, na injeção nos poços e nem as perdas. A importação do produto da Bolívia, através de gasoduto, atingiu 32,87 milhões de m³/dia, excluído o gás utilizado no transporte. O volume de gás natural liquefeito (GNL) importado e posteriormente regaseificado ofertado ao mercado totalizou 19,99 milhões de m³/dia ⁽²⁾.

Projetos concluídos em 2014

Colocamos em operação seis novos pontos de entrega de gás natural – Aquiraz (CE), São Mateus (ES), Rio das Flores (RJ), São Bernardo do Campo II (SP), Barra Mansa II (RJ) e Mauá (AM). Ampliamos também a Estação Reguladora de Pressão, em Manaus (AM).

Projetos em andamento

Gasodutos

- Gasfor II (Fortaleza/ CE) – trecho Horizonte-Caucaia, com 83,2 km;
- Rota 2 – gasoduto de gás natural rico que interligará o polo pré-sal da Bacia de Santos ao Terminal de Cabiúnas (Tecab), em Macaé (RJ). Com 402 km e capacidade para escoar 13 milhões de m³/dia, tem conclusão prevista para o segundo semestre de 2015;
- Rota 3 – gasoduto de gás natural rico que interligará o polo pré-sal da Bacia de Santos à Unidade de Processamento de Gás Natural localizada no Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), em Itaboraí, para o escoamento de até 18 milhões de m³/dia. Esse gasoduto terá 355 km de extensão, dos quais 307 km no mar e 48 km em terra. A conclusão está prevista para o segundo semestre de 2017.

Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs)

- Unidade de Processamento de Gás Natural Cabiúnas (Rota 2) – viabilizará o recebimento de até 13 milhões de m³/dia de gás do polo pré-sal da Bacia de Santos, ampliando a capacidade de processamento diário de gás do Sistema Tecab-Reduc (Refinaria Duque de Caxias) de 23 milhões de m³ para 28 milhões de m³. A obra permitirá também que o processamento de condensado do Tecab passe de 4,5 mil m³/dia para 6 mil m³/dia;
- Rota 3 – situada no Comperj, terá condições para processar 18 milhões de m³/dia de gás natural procedente do polo pré-sal da Bacia de Santos.

Gás Natural Liquefeito

Em 2014, firmamos 11 contratos do tipo *master sales agreement* (MSA), totalizando 83 contratos em vigor. Realizamos 116 operações de compra de cargas, das quais 101 recebidas no Brasil. Revendemos 17 cargas no mercado externo, duas delas provenientes de reexportação. Em janeiro, iniciamos a operação do Terminal de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito da Bahia com capacidade para processar 14 milhões de m³/dia. Asseguramos a otimização do custo de suprimento de GNL em diferentes modalidades contratuais (contratos de longo prazo *versus* mercado *spot*).

Comercialização de Gás Natural

Adotamos, desde setembro de 2012, um modelo de comercialização de gás natural de curto prazo, que prevê a realização de leilões mensais e vendas semanais via plataforma eletrônica. Os contratos dessa modalidade foram aditados em 2014, a exemplo do que havia ocorrido no ano anterior, de modo que continuam vigentes até setembro de 2015.

Não houve, porém, venda de curto prazo em 2014, pois as condições do mercado brasileiro não favoreceram a oferta adicional de gás, devido à grande demanda das termelétricas.

Em 2014, vigoraram 13 contratos de fornecimento para o mercado secundário, podendo chegar ao total de 2,39 milhões de m³/dia, porém, foram efetivamente fornecidos, em média, apenas 21 mil m³/dia. Essas vendas, que realocaram volumes não consumidos pelas termelétricas, foram efetuadas a clientes do segmento industrial que não usam o gás natural como principal combustível, numa demonstração de flexibilidade e confiabilidade no suprimento do produto.

Distribuição de Gás Natural

O volume de gás natural comercializado pelas distribuidoras regionais no Brasil registrou a média de 62,5 milhões de m³/dia – um crescimento de 14% em relação ao de 2013, refletindo a expansão de 54% no consumo das termelétricas a gás.

Mantemos participações em 18 companhias distribuidoras e controlamos integralmente a Gás Brasileiro (SP) e a BR (ES). Nos demais, nossas participações variam de 23,5% a 83%. Na maioria, atuamos na gestão das áreas técnica e comercial.

As 20 distribuidoras comercializaram 33,2 milhões de m³/dia, o equivalente a 53% do mercado de distribuição de gás natural do País. O volume movimentado por essas companhias aumentou 19% na comparação com 2013.

Em setembro de 2014, efetuamos a venda da nossa participação acionária de 40% na companhia de Gás de Minas Gerais para a companhia Energética de Minas Gerais.

Energia Elétrica

Geramos 4.637 megawatts médios (MWmed) de energia elétrica para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Nosso parque gerador, com capacidade instalada de 6.407,5 MW, é composto por 21 usinas termelétricas próprias e alugadas, movidas a gás natural ou a óleo combustível. Incluindo as usinas com geração a partir de fontes renováveis e os projetos em que temos participação minoritária, a capacidade totaliza 6.732,4 MW.

Nossa geração de energia em 2014 foi 16% superior ao ano anterior, devido à solicitação maior de despacho das termelétricas feita pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em face dos baixos níveis de água dos reservatórios das hidrelétricas. Vendemos 1.183 MWmed de energia elétrica no ambiente de comercialização livre e 2.425 MWmed no ambiente regulado.

Atuamos na geração e na comercialização de eletricidade de forma integrada, otimizando o portfólio de contratos de compra e venda, considerado o binômio risco-retorno. Em 2014, vendemos nossas participações na Norte Fluminense (10%) e na Brasil PCH (49%).

Projetos concluídos

Investimos na geração termelétrica a gás natural de forma integrada, a fim de garantir o suprimento de energia, levando em conta nossos contratos e reservas.

- Usina Termelétrica Baixada Fluminense (RJ) – com capacidade prevista de 530 MW, atende ao contrato relacionado ao Leilão de Energia A-3, de 2011. A entrada em operação comercial do ciclo simples ocorreu em março e a do ciclo combinado, em novembro;
- Usina Termelétrica Sepé Tiaraju (RS) – implantação de ciclo combinado, com aumento da capacidade instalada de 161 MW para 248 MW, a fim de elevar a eficiência da unidade e a oferta de energia elétrica ao País. A implantação do ciclo combinado foi concluída em fevereiro de 2015.

Fertilizantes

Nossa área de Gás e Energia é responsável por três fábricas de fertilizantes: Fafen-BA, Fafen-SE e Fafen-PR. Em 2014, produzimos 882 mil toneladas de amônia (das quais 637 mil toneladas foram utilizadas no processo produtivo da ureia) e 1.109 mil toneladas de ureia. No mesmo período comercializamos, respectivamente, 228 mil toneladas de amônia e 1.046 mil de toneladas de ureia.

Interrompemos as obras da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (MS) devido à baixa performance do Consórcio UFN III, cujo contrato foi rescindido. Posteriormente, optamos por reavaliar o cronograma de implantação da Unidade.

Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs)

Nossa área de Gás e Energia passou a operar, em 2014, as UPGNs originadas nas áreas de Exploração e Produção e de Abastecimento. A migração, que abrange três unidades de Tratamento de Gás (UTGs) do E&P e duas do Abastecimento, consolida o Gás e Energia como responsável pelo escoamento do gás das bacias de Campos (RJ), Santos (SP) e Espírito Santo (ES).

A incorporação dessas unidades visa equilibrar a atuação das nossas áreas de negócio, permitindo que o E&P concentre seus esforços no crescimento da produção de óleo e gás e que o Abastecimento se dedique integralmente ao refino, à logística e à venda de petróleo e seus derivados. As unidades incorporadas são:

- Monteiro Lobato (UTGCA), em Caraguatatuba (SP), com capacidade para processar 20 milhões de m³/dia de gás natural;
- Cacimbas (UTGC), em Linhares (ES), com capacidade para processar 16 milhões de m³/dia de gás natural e 5,3 mil m³/dia de condensado;
- Sul Capixaba (UTGSUL): em Anchieta (ES), com capacidade para processar 2,5 milhões de m³/dia de gás natural;
- UPGN do Terminal de Cabiúnas (Tecab), em Macaé (RJ), que com a ampliação terá sua capacidade de processamento elevada de 19,7 milhões de m³/dia para 25,1 milhões de m³/dia de gás natural. O Tecab, que processa o gás da bacia de Campos, receberá também o gás do polo pré-sal da bacia de Santos, pelo Gasoduto Rota Cabiúnas;
- UTG do Comperj, em Itaboraí (RJ), ainda em construção, que processará até 18 milhões de m³/dia de gás natural, recebido pelo gasoduto Rota Comperj.

Procop

Na área de Gás e Energia, o Procop possibilitou uma economia de R\$ 162,2 milhões, superando a previsão inicial para o ano, de R\$ 114,7 milhões. As principais iniciativas que resultaram nesse ganho foram a redução dos custos operacionais dos ativos logísticos de gás e a melhor utilização de recursos nas Fafens e nas usinas termelétricas.

Biocombustíveis

Nossa subsidiária Petrobras Biocombustível, criada em 2008, atua na produção de biodiesel e etanol de forma segura, com sustentabilidade social e ambiental, contribuindo para a redução das emissões de gases de efeito estufa. Compete à empresa manter nosso crescimento no mercado de biocombustíveis, em linha com a evolução da demanda nacional por gasolina e óleo diesel.

Para atingir seu objetivo, a Petrobras Biocombustível tem os seguintes direcionadores:

- Integrar a atuação das áreas de produção, logística, tecnologia e comercialização de biocombustíveis, criando sinergias com o Sistema Petrobras;
- Desenvolver novos mercados e produtos;
- Garantir, de acordo com o conceito de ciclo de vida dos produtos, padrões de operação, qualidade e sustentabilidade que permitam ampliar mercados e fortalecer nossa imagem;
- Assegurar a manutenção do Selo Combustível Social, otimizando os arranjos produtivos que incluem a agricultura familiar e cooperativas;
- Acelerar o domínio do conhecimento tecnológico, priorizando o desenvolvimento do etanol de segunda geração (etanol 2G), do bioquerosene de aviação (bioQAV); e do suprimento competitivo de insumos agrícolas;
- Atuar na produção de bioeletricidade e de bioprodutos que aumentem a rentabilidade e de forma integrada aos negócios do Sistema Petrobras.

Biodiesel e Suprimento Agrícola

A Petrobras Biocombustível tem capacidade total de produção de 821 mil m³ de biodiesel por ano, por meio da participação em cinco usinas no País.

Usinas Próprias

A subsidiária tem três usinas próprias - Candeias (BA), Quixadá (CE) e Montes Claros (MG) - com capacidade instalada total de 478 mil m³. As usinas possuem o Selo Combustível Social, em conformidade com as diretrizes do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel. A empresa deu continuidade ao processo de adaptação e licenciamento da usina experimental em Guamaré (RN), para operação comercial em 2015, com capacidade para produzir 20 mil m³/ano. O objetivo principal é utilizá-la estrategicamente no desenvolvimento tecnológico do biodiesel e de bioprodutos.

BSBios Sul Brasil

Adicionalmente a Petrobras Biocombustível, como sócia da empresa BSBIOS Sul Brasil, participa do controle compartilhado de outras duas usinas de biodiesel, uma em Passo Fundo (RS) e outra em Marialva (PR), cuja capacidade somada é de 343 mil m³. As usinas estão estrategicamente localizadas perto da produção de soja e canola no Rio Grande do Sul e do porto de Paranaguá, no Paraná.

Belém Brasil Bioenergia

A empresa, em parceria com a Galp Energia, desenvolve o Programa Belém cujo objetivo é atender ao mercado ibérico e a outras regiões da Europa. O programa abrange o cultivo de palma, a extração e exportação de óleo no Brasil e a produção de 270 mil toneladas anuais de *green diesel* em Portugal. Em 2014, o plantio de palmares, no estado do Pará, alcançou 40 mil hectares.

Bioóleo

Por meio da Bioóleo, empresa controlada em conjunto, a Petrobras Biocombustível tem capacidade para processar 130 mil t/ano de grãos (mamona, algodão e girassol) e refinar 60 mil t/ano de óleo de soja ou 48 mil t/ano de óleo de algodão. A empresa, localizada em Feira de Santana (BA), fornece óleo vegetal para as três usinas próprias de biodiesel da Petrobras Biocombustível.

Etanol

Por meio das empresas Bambuí, Nova Fronteira e Guarani, com gestão compartilhada, a Petrobras Biocombustível detém participações em dez usinas produtoras de etanol, açúcar e energia elétrica, em Minas Gerais, São Paulo, Goiás e Moçambique, na África. As três empresas encerraram a safra 2014/2015 com moagem total de 25,8 milhões de toneladas de cana-de-açúcar e produção de 1,23 milhão de m³ de etanol e de 1,60 milhão de toneladas de açúcar. A comercialização de energia excedente, produzida com a queima de bagaço da cana-de-açúcar, deve atingir 1.358 gigawatts-hora (GWh) no fim da safra.

Com os investimentos realizados nos últimos anos, a capacidade de processamento das usinas e a renovação e expansão dos canaisiis vêm sendo ampliadas. Os aportes resultaram no aumento da fabricação de etanol e da produção de eletricidade a partir do bagaço da cana-de-açúcar.

^[2] Não necessariamente a totalidade da importação no ano será utilizada para regaseificação, isso irá depender das estratégias adotadas para o fechamento do balanço físico do gás natural, em função de segurança energética, economicidade, etc

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ N° 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

Bambuí Bioenergia

A Petrobras Biocombustível detém 43,58% do capital social da Bambuí Bioenergia S.A., que possui uma usina de etanol em Bambuí (MG). Em 2014, a empresa sofreu os impactos da seca que atingiu o estado, acarretando uma quebra da safra de 28%. Como consequência, houve redução da moagem em 8,3%, em relação ao ano anterior, e queda de 9% na produção de etanol, que totalizou 93,5 mil m³.

Guarani

A Petrobras Biocombustível detém participação de 42,95% na empresa, que opera sete unidades produtoras de etanol e açúcar em São Paulo e uma em Moçambique.

Em 2014, apesar da quebra de safra por questões climáticas, a moagem de cana-de-açúcar cresceu 3% e a produção de etanol, 26%, na comparação com o ano anterior, produzindo 756 mil m³ de etanol e 1,6 milhão de toneladas de açúcar. Esse resultado deve-se à ampliação da área de colheita, ao aumento da capacidade industrial das usinas Vertente e Tanabi e à priorização da produção de etanol em detrimento ao açúcar.

Nova Fronteira

A Petrobras Biocombustível detém 49% do capital social da Nova Fronteira Bioenergia S.A., em Quirinópolis (GO), em parceria com o grupo São Martinho. Graças à alta produtividade agrícola, aliada à eficiência operacional, a empresa aumentou em 10% a moagem de cana-de-açúcar, totalizando 4.472 mil toneladas, e em 9% a produção de etanol, produzindo 383 mil m³, sendo atualmente a maior usina exclusiva de etanol do País.

Etanol 2G

Nossas pesquisas para o desenvolvimento de etanol celulósico de segunda geração, iniciadas em 2004, estão avançadas. O projeto do etanol 2G encontra-se em fase conceitual e a Petrobras Biocombustível está avaliando o melhor momento para a sua implantação.

Programas estruturantes

A Petrobras Biocombustível lançou, em 2014, o Programa de Aumento da Competitividade (Proac). A iniciativa visa ao aumento da competitividade e eficiência nas usinas de biodiesel e na sede da subsidiária, e contribui adicionalmente com o Programa de Otimização de Custos Operacionais (Procop), ao qual a Petrobras Bio-combustível aderiu em 2013.

Em 2014 o Procop proporcionou à nossa subsidiária uma economia de R\$ 148,6 milhões, superando em 33% a previsão para o ano. Mais dois programas estão em fase de implantação: o Sistema de Gestão Integrado de SMS, que busca ampliar a excelência em segurança, meio ambiente e saúde; e o Programa de Aumento da Eficiência Operacional (Proef), que objetiva a melhoria da disponibilidade, confiabilidade, eficiência operacional e integridade dos sistemas de produção nas usinas de biodiesel.

Atividades Internacionais

Concentramos nossa atuação internacional na exploração e produção, com ênfase na atividade exploratória de óleo e gás na América Latina, na África e nos Estados Unidos. Para vencer estes desafios, traçamos as seguintes estratégias:

- Investir em exploração no exterior para descobrir e apropriar reservas, complementando nossos volumes no Brasil;
- Monetizar reservas de gás natural no exterior, complementando o suprimento do gás natural no Brasil;
- Manter a integridade operacional e otimizar a gestão e a eficiência dos ativos de refino e distribuição no exterior.

Neste contexto, investimos R\$ 3,6 bilhões na Área Internacional em 2014, concentrando 88% desses recursos no segmento de E&P. Aplicamos os demais 12% em refino, petroquímica, distribuição, gás e energia.

Nossa produção no exterior somou 115,9 mil barris por dia (bpd) de óleo e 15,9 milhões de m³ por dia de gás natural, totalizando 209,3 mil barris de óleo equivalente por dia (boed). Nossas três refinarias fora do Brasil processaram 163,4 mil bpd de óleo, o equivalente a 69% da capacidade instalada de 230,2 mil bpd.

As reservas internacionais provadas de óleo, de condensado e de gás natural, em 31 de dezembro de 2014, totalizaram 429,3 milhões de barris de óleo equivalente, segundo critério da Society of Petroleum Engineers (SPE), 27,5% inferior as de 2013. Esse volume representa 2,6% das nossas reservas provadas totais. Tal redução deve-se à monetização antecipada de reservas provadas por meio das vendas de ativos na Colômbia, Peru, Argentina e Estados Unidos, que se concretizaram em 2014.

Principais Destaques:

- Entrada em produção, em dezembro, do campo de St. Malo, descoberto em 2003, onde detemos 25% de participação. O campo dispõe de um sistema de completação conectado à maior plataforma semissubmersível do Golfo do México americano;
- Entrada em produção do campo de Lucius, no Golfo do México americano, em janeiro de 2015;
- Entrada em produção, em março de 2015, do campo de Hadrian South, onde detemos 23,33% de participação. O campo, no Golfo do México americano, é operado pela ExxonMobil e seus dois poços produtores de gás natural estão conectados à unidade flutuante de produção do campo de Lucius.
- Descoberta de acumulação de gás natural no poço exploratório Orca-1, no Bloco Tayrona, onde somos operadores e detemos 40% de participação. Foi a primeira descoberta da pesquisa exploratória em águas profundas no Caribe Colombiano;
- Ações de otimização de processo e de gestão operacional na refinaria de Pasadena, nos Estados Unidos, que possibilitaram o processamento exclusivo de óleo americano, majoritariamente de origem não convencional. O resultado foi o aumento da produção de derivados de maior valor agregado;
- Encerramento das operações de venda dos ativos *onshore* da Colômbia, dos blocos exploratórios do Uruguai e dos ativos do Peru, aprovadas em 2013;
- Venda da participação acionária de 44,5% na Transierra S.A. para a YPFB, na Bolívia;
- Implementação do Procop na Área Internacional, envolvendo nove países e quatro segmentos de negócio, com economia estimada de US\$ 165 milhões até 2016.

Desenvolvimento dos negócios

América Latina

Na Argentina, nossa atuação contempla as atividades de exploração e produção de óleo e de gás, além de ativos de refino, distribuição, petroquímica e de gás e energia.

No segmento de E&P, destacamos: a avaliação do poço exploratório de *shale gas* no bloco de Sierra Chata, com o objetivo de incrementar as reservas de gás na Bacia Neuquina; o desenvolvimento do ativo de produção de Punta Rosada; e a prorrogação das concessões das áreas 25 de Mayo–Medanito, Jaguel de Los Machos e Río Neuquén, na província de Río Negro. Ainda em 2014, anunciamos a venda de nossa participação de 38,45% na área de produção de Puesto Hernandez à YPF S.A., por US\$ 40,7 milhões e, em março de 2015, a venda dos ativos da Bacia Austral - ainda sujeita a aprovação das autoridades - por US\$ 101 milhões, composto por 26 concessões de exploração e produção em terra, além da infraestrutura de escoamento, tratamento e armazenamento.

Nos segmentos de *downstream* e gás e energia, temos: a Refinaria Bahía Blanca, com capacidade de 30,2 mil bpd de petróleo; participação de 28,5% na Refinaria Del Norte (Refinor); duas unidades petroquímicas; 262 postos de serviços e *market share* de 5,6%; uma fábrica de lubrificantes; quatro usinas de energia elétrica, com potência instalada de 1,1 GW, e participação em outras duas; participação na empresa de logística de gás TGS; e três terminais para óleo e derivados.

Na Bolívia, a produção de gás natural é estratégica para o Sistema Petrobras complementar o suprimento ao mercado brasileiro. Nossa produção provém, principalmente, dos campos de San Alberto e San Antonio, onde somos operadores, com participação de 35%, e do bloco Itau, onde também somos operadores, com participação de 30%. Em 2014, vendemos por US\$ 107 milhões nossa participação de 44,5% na Transierra, que presta serviços de transporte de hidrocarbonetos por dutos e conecta San Alberto e San Antonio ao Gasoduto Bolívia–Brasil. Nossas operações nos ativos não foram impactadas pela venda.

No Chile, estamos presentes no mercado de distribuição com 269 postos de serviços e 12,9 % de *market share*.

No Paraguai, temos 176 postos de serviços e detemos participação de 19,6 % no setor.

No Uruguai, contamos com 87 postos de serviços e 21,5 % de *market share*. Em 2014, concluímos a venda, aprovada no ano anterior, da participação de 40% que detínhamos nos blocos exploratórios 3 e 4 da Bacia de Punta del Este, por US\$ 17 milhões.

No Peru, encerramos a venda, aprovada em 2013, de 100% das ações da subsidiária Petrobras Energia Peru à China National Petroleum Corporation (CNPC), por US\$ 2,6 bilhões.

Outra alienação concluída foi a da totalidade das ações da Petrobras Colombia Limited para a Perenco, por US\$ 380 milhões. Os ativos incluíam participações em 11 blocos terrestres de exploração e produção e oleodutos para transporte da produção. Mantivemos a atuação em E&P, com um bloco exploratório em terra e outro *offshore*. Também atuamos no segmento de distribuição colombiano, com 113 postos de serviços e 4,2 % de *market share*.

Estados Unidos

Nos EUA, atuamos com foco em águas profundas no Golfo do México. Nossa produção provém, principalmente, dos campos de Cascade e de Chinook, além de St. Malo, que entrou em operação em dezembro.

Também no Golfo do México, os campos de Hadrian South e Lucius, em desenvolvimento, permitirão o aumento de nossa produção no país. Temos ainda a Refinaria de Pasadena, com capacidade para processar 100 mil bpd de óleo.

África

No continente africano, onde temos participação em ativos de exploração e produção, atuamos por meio da Petrobras Oil and Gas B.V. (PO&G). Em 2014, nossa participação na produção da empresa foi de 26,6 mil bpd de óleo. A PO&G está presente em seis países: Angola, Benin, Gabão, Namíbia, Nigéria e Tanzânia.

Ásia

No Japão, temos uma refinaria em Okinawa, com capacidade nominal para processar 100 mil bpd de óleo. A unidade atende a grande parte da demanda por combustíveis da região, além de vender óleo combustível para termelétricas de Tóquio e exportar derivados para outros países asiáticos. Em fevereiro de 2015, iniciamos o plano de encerramento das atividades na refinaria, que prevê a continuidade de sua atuação como terminal marítimo, para manter o abastecimento da ilha de Okinawa até a finalização desse processo, a ser conduzido em colaboração com o Ministério da Economia, Comércio e Indústria japonês.

Para obter mais informações sobre *impairment* das Atividades Internacionais consulte a nota explicativa 14 das demonstrações contábeis neste Relatório da Administração.

INVESTIMENTOS

Nossos investimentos totalizaram R\$ 87,1 bilhões em 2014, alocados prioritariamente nas atividades exploratórias, no desenvolvimento da produção e na ampliação da infraestrutura logística para escoamento de petróleo e derivados. Os aportes também se destinaram à construção de refinarias e à instalação de unidades para a melhoria da qualidade dos combustíveis, com foco no atendimento da demanda interna. Investimos ainda em fábricas de fertilizantes e usinas termelétricas, valorizando a cadeia do gás natural; e no aumento da capacidade de produção de etanol e de biodiesel, a fim de fortalecer nossa posição no mercado nacional de biocombustíveis.

Na área de E&P, aplicamos R\$ 56,9 bilhões. Desse total, R\$ 10,4 bilhões foram direcionados à exploração, R\$ 39,8 bilhões à produção e R\$ 6,6 bilhões à infraestrutura. Os investimentos visaram ao desenvolvimento da produção de novos campos do pré-sal e no pós-sal, à manutenção da produção em campos antigos e à melhoria da infraestrutura logística e tecnológica. Iniciamos a operação de quatro novas plataformas, com capacidade total para processar 660 mil barris de petróleo por dia (bpd), dos quais 525 mil bpd correspondem à nossa parcela.

Na área de Abastecimento, aportamos R\$ 18,3 bilhões – a maior parte na ampliação do parque de refino. Aplicamos R\$ 5,8 bilhões na Refinaria Abreu e Lima (Rnest), que entrou em operação parcial em dezembro.

À área de Gás e Energia destinamos R\$ 6 bilhões. Parte dos recursos foi aplicada na construção dos gasodutos de duas rotas de escoamento para projetos do pré-sal. Iniciamos a operação da Unidade de Produção de Sulfato de Amônio (Sergipe), com capacidade para produzir 303 mil toneladas por ano.

A subsidiária Petrobras Distribuidora investiu R\$ 1,1 bilhão. A prioridade foi a ampliação da capacidade logística, para fazer frente ao crescimento da demanda doméstica por combustíveis.

Na Área Internacional, nossos investimentos atingiram R\$ 3,6 bilhões. A maior parte foi aplicada em exploração e produção, com destaque para o início da produção no campo de St. Malo, nos Estados Unidos.

RELACIONAMENTO COM O ACIONISTA CONTROLADOR

A Petrobras é uma sociedade de economia mista criada pela Lei nº 2004/53 para executar as atividades relativas ao monopólio de petróleo, gás e seus derivados da União Federal, e com o objetivo de garantir o suprimento regular de derivados de petróleo para dar suporte ao desenvolvimento econômico do País. Iniciamos nossas operações em 1954 e, desde então, produzimos petróleo bruto e gás natural e atuamos no refino, transporte e comercialização no Brasil.

A partir da edição da Lei nº 9478/97, passamos a atuar no mercado em regime de livre concorrência, observando as seguintes diretrizes traçadas pelo legislador: preservação do interesse nacional; promoção do desenvolvimento e ampliação do mercado de trabalho; proteção dos interesses do consumidor brasileiro quanto a preço, qualidade e oferta de produtos; e garantia de fornecimento de derivados em todo o território nacional.

A legislação brasileira também exige que a União Federal, nosso acionista controlador, detenha a maioria das ações com direito a voto, tendo o poder de eleger a maioria dos integrantes do Conselho de Administração e, por meio dele, os diretores responsáveis por nossa gestão. Dessa forma, como acionista controlador, a União Federal exerce influência sobre a orientação estratégica dos nossos negócios e tem adotado políticas macroeconômicas e sociais por meio da companhia, nos termos do artigo 238 da Lei das Sociedades Anônimas, que admite a orientação das atividades da sociedade de economia mista de modo a atender ao interesse público que justificou nossa criação.

Nesse cenário regulatório e legal:

- Podemos realizar atividades que priorizem políticas da União Federal, em vez de nossos próprios objetivos econômicos e empresariais;
- Cooperamos com a União Federal para assegurar que a oferta e os preços de petróleo bruto e derivados de petróleo atendam aos requisitos de consumo interno do Brasil; e
- Podemos realizar vendas em termos que podem afetar negativamente nossos resultados operacionais e situação financeira.

Recomendamos a leitura dos fatores de risco, no item quatro do Formulário de Referência.

Política de Preços

Nossa política de preços no Brasil busca alinhar o preço do petróleo e derivados aos internacionais, a longo prazo. No entanto, para minimizar os impactos das variações ao consumidor doméstico, os preços de diesel, gasolina e outros produtos não são necessariamente reajustados para refletir a volatilidade da cotação do petróleo e derivados nos mercados internacionais e as variações cambiais a curto prazo. Assim, passamos por períodos em que os preços dos nossos produtos não estão alinhados aos preços internacionais.

Nesse contexto, podemos não reajustar os preços de venda dos nossos produtos no Brasil quando os preços internacionais de petróleo bruto e derivados de petróleo aumentam ou diminuem, ou quando o real se valoriza ou desvaloriza em relação ao dólar, o que reflete em nossos resultados operacionais. Para obter mais informações sobre nossos resultados financeiros e operacionais, consulte o resultado por área de negócio nas demonstrações contábeis.

OPERAÇÃO LAVA-JATO

A Polícia Federal brasileira deflagrou uma investigação para apurar práticas de lavagem de dinheiro por organizações criminosas em diversos estados do País, denominada “Operação Lava-Jato”. Em conexão com a investigação, ex-diretores da Petrobras foram presos e posteriormente denunciados por lavagem de dinheiro, operação criminosa e corrupção passiva. Outros ex-executivos da companhia e de empresas fornecedoras de bens e serviços para a Petrobras foram ou poderão ser denunciados.

Para obter mais informações sobre a “Operação Lava-Jato” consulte notas explicativas neste Relatório da Administração.

GESTÃO

Governança corporativa

Nossa estrutura de governança corporativa é formada por: Assembleia Geral de Acionistas, Conselho de Administração e seus comitês, Conselho Fiscal, Auditorias, Ouvidoria Geral, Diretoria Executiva, Comitê de Negócios e suas configurações específicas (comitês de Investimentos, de Segmentos e de Integração).

O Conselho de Administração é o nosso órgão de orientação e direção superior. Entre suas responsabilidades, previstas no Estatuto Social da Petrobras, estão as de fixar as políticas globais e a orientação geral dos negócios, definindo missão, objetivos estratégicos e diretrizes; aprovar o plano estratégico, os planos plurianuais e os programas anuais de dispêndios e de investimentos; fiscalizar a gestão dos diretores e estabelecer suas atribuições, examinando, a qualquer tempo, os livros e papéis da empresa; e avaliar os resultados de desempenho.

Os integrantes do Conselho de Administração são eleitos em Assembleia Geral Ordinária, sendo assegurado aos empregados o direito de indicar um membro, em separado, pelo voto direto de seus pares. Atualmente, contamos com dez conselheiros, dos quais sete são indicados pela União Federal (entre eles, o presidente do Conselho), um pelos detentores minoritários de ações ordinárias, um pelos titulares de ações preferenciais, excluído o acionista controlador, e um pelos empregados. As funções de presidente do Conselho de Administração e de presidente da Petrobras não são ocupadas pela mesma pessoa.

Ao Conselho de Administração e à Diretoria Executiva estão ligados os comitês que auxiliam esses órgãos por meio de análises e recomendações de matérias que necessitam de aprofundamento para a tomada de decisões estratégicas. O Comitê de Negócios, vinculado à Diretoria Executiva, atua como fórum de suporte ao processo decisório, por meio de análises e proposições à direção superior. Nesse comitê são discutidos os assuntos estratégicos e de integração das unidades, visando ao alinhamento entre as diretrizes do Plano Estratégico, o desenvolvimento dos nossos negócios e gestão.

Os três comitês vinculados ao Conselho de Administração (Auditoria; Segurança, Meio Ambiente e Saúde; e Remuneração e Sucesso) são formados exclusivamente por integrantes do colegiado. Esses conselheiros avaliam e elaboram propostas que são levadas às reuniões do Conselho para deliberação.

Em 2014, incorporamos ao regimento interno do Conselho de Administração procedimento específico para a solicitação de informações pelos seus membros. Além disso, a Diretoria Executiva aprovou diretrizes corporativas que complementam a política de transações com partes relacionadas.

Como medida de fortalecimento da Governança Corporativa, nosso Conselho de Administração aprovou, em novembro, a instituição do cargo de diretor de Governança, Risco e Conformidade, com mandato de três anos, iniciado em janeiro de 2015, podendo ser renovado. A missão do novo diretor é assegurar a conformidade processual e mitigar riscos nas nossas atividades, como os de fraude e corrupção, garantindo a aderência a leis, normas, padrões e regulamentos, incluindo as regras da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e da Securities and Exchange Commission (SEC).

Além de o diretor de Governança, Risco e Conformidade participar das decisões da Diretoria Executiva, as matérias a serem submetidas à deliberação deste colegiado deverão contar, necessariamente, com prévia manifestação favorável desse diretor quanto à governança, gestão de riscos e conformidade dos procedimentos.

Gestão de Riscos e Conformidade

Gestão de Riscos

Nossa estrutura organizacional de gestão de riscos é composta pela Gerência Executiva de Riscos Empresariais, vinculada ao diretor de Governança, Risco e Conformidade, e por unidades similares pertencentes às áreas de negócios.

À estrutura de gestão de riscos empresariais competem, de forma coordenada, as seguintes atribuições:

- Identificar, monitorar e reportar periodicamente à Diretoria Executiva e ao Conselho de Administração o efeito dos principais riscos nos nossos resultados integrados;
- Estimular a integração e capturar a sinergia das ações de gestão de riscos efetuadas nas unidades organizacionais, assim como nos demais processos de negócio, suporte e gestão;
- Estabelecer uma metodologia corporativa de gestão de riscos pautada em uma visão integrada e sistêmica, que possibilite um ambiente de contínuo monitoramento dos riscos em diversos níveis hierárquicos;

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

- Disseminar conhecimentos em gerenciamento de riscos;
- Apoiar os gerentes na elaboração e implementação das medidas necessárias para garantir o alinhamento da exposição aos níveis toleráveis de riscos.

Mais informações sobre os fatores de riscos podem ser obtidas nos relatórios Form 20-F e Formulário de Referência, disponíveis no site www.investidorpetrobras.com.br.

Conformidade

Adotamos ações contínuas de adequação às leis e às iniciativas nacionais e internacionais; e mantemos controles internos em sintonia com a natureza e a complexidade dos riscos empresariais que gerenciamos, respeitando os requisitos legais e regulatórios dos países onde atuamos. Essas iniciativas integram nosso compromisso com a ética, a integridade e a transparência na condução dos nossos negócios.

Nossas ações de conformidade são conduzidas com o objetivo de assegurar, em todo o Sistema Petrobras, o fortalecimento dos controles internos e seu alinhamento ao Plano Estratégico. Assim, mitigamos os riscos empresariais relativos à *compliance*, certificados o cumprimento de leis e regulamentos, e criamos e disseminamos a cultura de conformidade. O objetivo é prevenir, detectar e corrigir atividades e condutas que possam vir a ocasionar danos à nossa reputação.

A responsabilidade pelo planejamento, orientação, coordenação e avaliação das ações de controle, conformidade e investigação cabe à Gerência Executiva de Conformidade, vinculada à Diretoria de Governança, Risco e Conformidade. Outra atribuição dessa gerência é o assessoramento ao diretor da área, ao Conselho de Administração, ao Comitê de Auditoria, à Presidência e à Diretoria Executiva.

Ética e Integridade

O nosso compromisso com a ética e a integridade está estabelecido em documentos como o Código de Ética do Sistema Petrobras e o Guia de Conduta da Petrobras; e em iniciativas como o Sistema de Gestão da Ética e o Programa Petrobras de Prevenção da Corrupção.

O Código de Ética fixa os princípios éticos e compromissos de conduta, que devem ser seguidos pelos integrantes do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e da Diretoria Executiva e pelos empregados, estagiários e prestadores de serviços do Sistema Petrobras. O Guia de Conduta, aprovado em 2014, se destina ao mesmo público e apresenta desdobramentos dos princípios éticos do Código de Ética.

Integramos o Sistema de Gestão da Ética do Poder Executivo Federal, coordenado, avaliado e supervisionado pela Comissão de Ética Pública. Nossa Comissão de Ética tem as atribuições de atuar como instância consultiva dos nossos dirigentes e empregados; de orientar, disseminar e promover o cumprimento dos princípios éticos e compromissos de conduta; e de apurar condutas que estejam em desacordo com as normas éticas ou apresentem risco para nossa imagem e nossos negócios.

Para o estabelecimento e a estruturação de ações institucionais de promoção, diagnóstico, apuração e monitoramento da conduta ética em nossas atividades internas e nos relacionamentos externos, a Comissão de Ética implementou o Sistema de Gestão da Ética da Petrobras. Priorizamos a prevenção de desvios de conduta, promovendo a disseminação de informações e atividades educativas, por meio de treinamento da força de trabalho e de novos gerentes, sem prejuízo da aplicação de medidas disciplinares em casos de constatação desses desvios.

Dispomos de uma Ouvidoria Geral, que se constitui como canal formal para comunicação com os públicos interno e externo e recebe consultas e denúncias, dentre outras manifestações. Frente a uma denúncia consistente, é avaliada a necessidade de criação de uma Comissão Interna de Apuração, para averiguar indícios ou ocorrências e subsidiar medidas administrativas ou disciplinares, dentre outros procedimentos cabíveis.

O Programa Petrobras de Prevenção da Corrupção, aprovado em 2013, é movido por ações contínuas de prevenção, detecção e correção de atos de fraude e corrupção, a fim de fortalecer o compromisso com a ética e a transparência em nossas atividades e relações, atendendo aos requisitos fixados na lei e em iniciativas nacionais e internacionais que participamos. A gestão do programa é realizada pela Diretoria de Governança, Risco e Conformidade.

AMBIENTE EXTERNO E MERCADO DE PETRÓLEO

Monitoramento do Ambiente Externo

A economia mundial cresceu 3,4%³ em 2014 (Fonte: FMI), resultado que contemplou desempenhos díspares entre as principais economias do mundo. Os Estados Unidos foram o país que mais surpreendeu em 2014. A despeito do desempenho ruim no primeiro trimestre, devido em grande parte a adversidades climáticas, a retomada econômica daquele país se mostrou bastante robusta a partir do segundo trimestre, fazendo com que a expansão do PIB norte-americano chegasse a 2,4% em 2014. Depois de a economia americana ter voltado a crescer, com sinais positivos no nível de emprego, o governo reduziu a zero as medidas de estímulo monetário no fim de 2014, passando a acenar com elevação da taxa de juros em 2015. Essa mudança já repercut e na economia global, causando maior volatilidade da taxa de câmbio dos demais países, principalmente nos emergentes, em função dos impactos sobre o fluxo de capitais.

Na China, 2014 representou um ano de desaceleração no ritmo de crescimento do PIB, que caiu para 7,4% (Fonte: National Bureau of Statistics of China). A produção industrial oscilou muito, reflexo da redução do crescimento da demanda chinesa, o que acaba por afetar todos os países. No entanto, o governo chinês lançou mão de iniciativas como estímulos monetários, a exemplo do que sempre faz quando cai o nível da atividade econômica.

A Europa continua enfrentando dificuldades para gerar políticas de crescimento da renda e do emprego. Apesar da adoção de medidas de incentivo monetário, a preocupação dos europeus com os cortes de gastos perdura na esfera fiscal. No entanto, vale ressaltar que a heterogeneidade nos desempenhos econômicos também se fez presente entre as principais economias europeias em 2014. Enquanto Alemanha, Reino Unido e Espanha obtiveram bons resultados, França e Itália ainda enfrentam muitas dificuldades para uma recuperação mais consistente. No conjunto, o PIB da economia europeia registrou crescimento de 1,5%.

Os países emergentes seguem com crescimento volátil, na expectativa da recuperação das economias centrais e da chinesa, e ainda estão suscetíveis às mudanças na política econômica dos Estados Unidos. Todo esse quadro se refletiu no Brasil. A taxa de câmbio oscilou fortemente ao longo do ano, influenciada também por fatores internos, como as eleições. A média anual da cotação do dólar foi R\$2,35/US\$, fechando o ano a R\$2,66/US\$ (Fonte: Banco Central do Brasil). O desachecimento da economia internacional afetou o nível da atividade econômica brasileira, que registrou uma variação real do Produto Interno Bruto (PIB) de 0,1% (Fonte: IBGE), aquém das projeções do início do ano, de 2%.

Às condicionantes da economia global somaram-se, no setor de petróleo, os impactos de natureza geopolítica, em face da continuidade de diversos conflitos – em especial, no Oriente Médio. A ascensão do grupo Estado Islâmico (EI), principalmente no Iraque e na Síria, caracterizada pela brutalidade e pela perseguição religiosa, levou à formação de uma coalizão entre diversos países, incluídas nações de fora da região. Frente ao avanço do EI, as potências ocidentais decidiram intervir, fornecendo apoio aéreo a ações locais de resistência, porém sem sucesso. Os confrontos ocorreram em regiões afastadas das principais áreas produtoras ao sul do Iraque, sem interrupções significativas de produção. Em Israel, a retomada do confronto entre o governo e o grupo Hamas resultou em nova invasão da Faixa de Gaza pelo exército israelense.

Na África, a guerra civil na Líbia dividiu o país em áreas ocupadas por diversas facções e pelo governo oficial. No Egito, após os protestos dos últimos anos, foi eleito para a Presidência o general Abdel Fatah Al-Sisi, que integra o grupo político do antigo presidente, Hosni Mubarak. Al-Sisi, que conta com o apoio político e financeiro da Arábia Saudita, deverá tentar estabelecer uma política externa alinhada aos Estados Unidos e a favor da manutenção dos acordos com Israel. Internamente, porém, tem recebido críticas pela forma com que tem reprimido as manifestações da oposição.

Em solo europeu, o conflito armado voltou a irromper na Ucrânia, onde o governo que assumiu após a queda do presidente eleito Viktor Yanukovich foi rejeitado em partes do país. Algumas delas, como a Crimeia, foram incorporadas à Federação Russa, em meio a protestos de potências ocidentais, que adotaram sanções econômicas contra a Rússia. Outras regiões ucranianas, como Donetsk e Lugansk, se declararam independentes, sem o reconhecimento do governo provisório. Com isso, a região continua em situação de conflito.

As questões associadas à distribuição de renda e de riqueza vêm retomando espaço no debate social, já que a concentração da riqueza voltou a crescer, nas últimas décadas, nos países centrais. Outro ponto de preocupação é o desemprego. Em alguns países desenvolvidos, principalmente na Europa, as taxas de desemprego permanecem elevadas, bem acima das médias históricas. No Brasil, a taxa de desemprego continuou em trajetória decrescente, encerrando o ano de 2014 em 4,3% (Fonte: Pesquisa Mensal do Emprego/IBGE).

No âmbito global, a cobrança e a discussão de responsabilidades em relação a impactos sociais são também crescentes, especialmente após o lançamento, em 2011, dos Princípios Orientadores sobre Empresas e Direitos Humanos da Organização das Nações Unidas (ONU). Em 2014, teve início o processo de debate de um tratado juridicamente vinculante sobre empresas e direitos humanos. A prevenção e a remediação de violações, assim como a criação de mecanismos que garantam o respeito a esses direitos, têm perspectiva cada vez mais ampla. Para as empresas, os riscos sociais e ambientais, relacionados aos negócios e à transparência, e o diálogo para a obtenção da licença social para operar ganham mais visibilidade, principalmente, com o uso da internet e as redes sociais.

Na área ambiental, os temas mais críticos para os negócios no Brasil são a escassez de recursos hídricos e a crescente pressão regulatória sobre a indústria, com vistas à mitigação de impactos socioambientais. Mundialmente, a questão climática é o principal tema atualmente em discussão. As negociações anuais da ONU relativas ao clima enfrentam dificuldades devido ao impasse sobre o estabelecimento de um acordo global para a redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE). As nações desenvolvidas aumentam as pressões para que o maior número possível de países, incluindo Brasil, China e Índia, estabeleça metas para redução de GEE. A proposta encontra resistência dos países em desenvolvimento, que historicamente tiveram participações inferiores no volume global de emissões.

Ao final da Conferência sobre Mudanças Climáticas, realizada em 2014, as nações concordaram que é preciso o envolvimento de todos os países em um acordo global para redução de emissões. Assim, há grande expectativa de que a próxima Conferência das Partes sobre a Mudança do Clima (COP 21), a ser realizada em dezembro de 2015, represente um avanço importante nas negociações internacionais, com o estabelecimento de um novo acordo global para a questão climática.

Paralelamente às negociações multilaterais, China e Estados Unidos chegaram a um acordo que está sendo considerado uma medida concreta em direção ao estabelecimento de metas internacionais de redução de GEE. A China se comprometeu a reduzir emissões atmosféricas, a partir de 2030, e a alcançar 20% de energia limpa em sua matriz energética no mesmo ano. Os Estados Unidos, por sua vez, se comprometeram a diminuir suas emissões entre 26% e 27% em relação aos níveis de 2005.

No Brasil, os problemas ocasionados pela escassez de água nas regiões Nordeste e Sudeste têm impacto econômico e social e o uso dos recursos hídricos vem enfrentando demandas crescentes relativas à necessidade de tratamento e descarte de efluentes industriais. Observa-se ainda o engajamento crescente de organizações da sociedade civil no auxílio à fiscalização ambiental e à revisão de decisões e legislações, incluídas aquelas relativas ao setor energético.

Os países desenvolvidos continuam na liderança dos investimentos em pesquisa e desenvolvimento como proporção do PIB. Junto com a China, concentram também a posse de patentes, o que representa um entrave à transferência efetiva de tecnologia para os países em desenvolvimento.

Como as fontes fósseis atendem a cerca de 80% da demanda mundial por energia primária, são realizados esforços para: melhorar a eficiência da conversão energética desses recursos; buscar alternativas para produção e uso de energia fóssil com menos impacto ambiental; e desenvolver tecnologias para acessar recursos em novas fronteiras. Em 2014, por exemplo, houve aperfeiçoamento de tecnologias para exploração de *shale gas* e *tight oil* nos EUA. Esses esforços têm grande importância para os países, tanto por questões de segurança energética, quanto para o atendimento de metas climáticas.

Em relação às tecnologias de baixo carbono, cresce rapidamente a difusão da geração eólica *onshore* e solar fotovoltaica, embora a partir de uma base pequena. No âmbito dos biocombustíveis avançados, diversas rotas tecnológicas estão sendo pesquisadas, embora sejam necessários esforços adicionais para o alcance de economia de escala para viabilização comercial. O setor de energia solar no Brasil deu importante passo com o sucesso do Leilão de Energia de Reserva, realizado em outubro de 2014, o primeiro a negociar energia solar separadamente, com a contratação de 889,6 MW.

Análise do mercado de petróleo

Os preços do petróleo mantiveram-se relativamente estáveis no primeiro semestre e apresentaram queda entre junho e dezembro de 2014. A média anual do *Brent* foi de US\$ 98,99 por barril – um recuo de 9% na comparação com o valor de 2013. No ano, o preço do *West Texas Intermediate* (WTI), referenciado em *Cushing*, no Meio-Oeste norte-americano, aproximou-se do valor do *Brent*, devido ao aumento da capacidade logística de escoamento no Golfo do México. O preço médio do barril do WTI foi de US\$ 93,03, com queda de 5% em relação à cotação média do ano anterior.

Assim, o diferencial *Brent*-WTI estreitou-se ao longo de 2014, caindo de US\$ 10,78 por barril, em 2013, para US\$ 5,88 por barril, em 2014. Esse movimento representa uma continuidade da tendência iniciada em 2013, quando os projetos de incremento da capacidade logística começaram a reduzir os estoques de petróleo da região.

O consumo mundial de petróleo teve alta moderada, de 670 mil bpd – um acréscimo de 0,7% em relação ao volume de 2013. Mais uma vez, os países que não integram a Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE, especialmente Índia e China, impulsionaram o crescimento da demanda. Entre os membros da OCDE, o consumo de petróleo caiu em função das dificuldades de retomada econômica, com exceção dos EUA, que registrou aceleração no seu ritmo de crescimento.

O aumento da oferta de petróleo de países fora da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) foi de 56,53 milhões de bpd, uma alta de 2,3% sobre o volume do ano anterior. Esse acréscimo foi garantido, em grande parte, pelo crescimento da produção não convencional nos EUA. Dentre os países da Opep, ocorreram incrementos da produção no Iraque e na Líbia – país que retomou parte da sua produção em meio aos conflitos internos. Apesar do aumento dos estoques de petróleo, a Opep manteve sua meta de produção em 30 milhões de bpd. Essa decisão contribuiu para o aprofundamento da queda dos preços em dezembro.

FUNÇÕES CORPORATIVAS

Segurança, Meio Ambiente, Eficiência Energética e Saúde (SMES)

Em 2014, aplicamos R\$ 5,7 bilhões em operações e projetos relacionados à gestão integrada de Segurança, Meio Ambiente e Saúde. Neste contexto, desenvolvemos iniciativas para aperfeiçoar o desempenho em SMES, atender à legislação específica e contribuir para que as práticas operacionais de nossas unidades sejam seguras, rentáveis e ambientalmente responsáveis.

Entre as iniciativas, está a certificação da conformidade com as normas ISO 14001 (gestão ambiental) e OHSAS 18001 (gestão de saúde e segurança) dos sistemas de gestão de SMS das nossas unidades de operação no Brasil e no exterior. Em 2014, todo o petróleo refinado no País foi processado em unidades certificadas.

Segurança

Aprovamos, em 2014, o Plano de Redução de Acidentes. Com custo previsto de R\$ 200 milhões e prazo de implementação de 12 meses, o plano é composto de 170 ações distribuídas por todas as áreas e agrupadas em quatro dimensões: Liderança, Qualificação e Experiência, Gestão de Contratadas e Gestão da Rotina Operacional.

Como resultado de ações que eram executadas e foram incorporadas ao plano e do desenvolvimento de novas medidas, melhoramos os seguintes indicadores de segurança:

- Taxa de Ocorrências Registráveis – redução de 10,4% na comparação com 2013, equivalente a 1.330 trabalhadores.
- Taxa de Frequência de Acidentados com Afastamento – diminuição de 4% no acumulado anual em relação a 2013, equivalente a 100 trabalhadores.

Apesar da melhoria desses indicadores de desempenho, registramos dez fatalidades em 2014. Para prevenir a ocorrência de acidentes graves, continuamos desenvolvendo ações para aumentar a segurança de processos, incluídos investimentos na capacitação do corpo técnico, realização de estudos de riscos e estabelecimento de indicadores reativos e proativos específicos para cada área de atuação.

Vazamento de petróleo e derivados

Os derramamentos de petróleo e derivados atingiram 69,5 m³ em 2014 – 63% a menos que o volume registrado no ano anterior e 85% abaixo do Limite de Alerta fixado para o ano, de 470 m³. Os níveis de derramamento continuaram bem inferiores a 1 m³ por milhão de barris de petróleo produzido, constituindo-se em excelente resultado no panorama da indústria mundial de óleo e gás.

A criação de uma sistemática de comunicação, tratamento e registro de vazamentos tornou possível o monitoramento diário dos incidentes, de seus impactos e das providências de mitigação. Além disso, a continuidade das ações que compuseram o Plano Vazamento Zero, instituído em 2012, permitiu otimizar os processos de gestão e reduzir o risco dessas ocorrências em nossas operações.

Resposta a vazamentos

Mantivemos padrões, procedimentos e planos de respostas a vazamentos estruturados em níveis local, regional e corporativo. Para atuar de modo eficaz nessas situações, dispomos dos seguintes recursos materiais: 36 embarcações para recolhimento de óleo, 113 embarcações de apoio e outros veículos, 270 recolhedores de óleo, cerca de 92 mil metros de barreiras de contenção, 118 mil metros de barreiras absorventes e 113 mil litros de dispersantes químicos, além de outros itens. Esses recursos são distribuídos nos 12 Centros de Defesa Ambiental, que contam com 11 bases avançadas, e nos Centros de Resposta a Emergência distribuídos por mais de 21 cidades brasileiras.

Somos associados à *Oil Spill Response Limited*, organização especializada em prover e complementar recursos para dar uma resposta eficaz a vazamentos de petróleo, com atuação em escala global. Em 2014, realizamos 22 exercícios simulados de âmbito regional, incluindo treinamentos de resposta a vazamentos.

Meio Ambiente e Eficiência Energética

Para aumentar cada vez mais a ecoeficiência de nossas operações, buscamos a utilização racional de água, energia e demais insumos e fazemos a gestão das emissões atmosféricas e da geração de resíduos e efluentes. Nosso objetivo é reduzir ao mínimo os impactos das atividades sobre o meio ambiente.

Avaliamos sistematicamente, nos projetos de investimentos, os principais riscos nas dimensões segurança, meio ambiente, eficiência energética e saúde. Os resultados dessas avaliações são acompanhados periodicamente pelos nossos comitês de SMS e de Auditoria do Conselho de Administração (CA), sendo verificados o alinhamento às orientações corporativas e o cumprimento das recomendações do Plano de Gerenciamento e Mitigação de Riscos. Em 2014, emitimos 50 pareceres técnicos de SMES para projetos de investimento e submetemos à apreciação dos comitês do CA a avaliação do alinhamento àqueles pareceres de 32 projetos aprovados pela Diretoria Executiva.

Recursos hídricos e efluentes e biodiversidade

Reutilizamos 24 milhões de m³ de água em 2014 – volume suficiente para abastecer uma cidade de 600 mil habitantes durante um ano. A economia resultante das ações de racionalização e de reuso contribuiu para garantir a segurança do abastecimento necessário às nossas operações. Avaliamos os riscos de escassez de água nas áreas onde nossas unidades estão instaladas, fornecendo subsídios para ações e investimentos para a mitigação desses riscos.

Elaboramos o Relatório Anual de Biodiversidade, centralizando a coleta e a consolidação de informações sobre a gestão de riscos e impactos à biodiversidade.

Emissões atmosféricas, mudança do clima e eficiência energética

Nos últimos anos, expandimos nossas atividades em quase todos os segmentos de negócio, o que acarreta o crescimento das emissões atmosféricas de gases de efeito estufa – GEE. Mesmo assim, conseguimos reduzir a intensidade de emissões de GEE em nossos processos por meio de diferentes iniciativas, com destaque para a modernização das instalações, utilização de equipamentos mais eficientes e padronização de projetos e de práticas operacionais, além de investimentos em pesquisa e tecnologia.

Nossas atividades em 2014 geraram um aumento de 5% nas emissões de GEE em relação a 2013, devido principalmente ao maior despacho termelétrico no período.

Saúde

Realizamos anualmente ações voltadas à promoção da saúde em nível corporativo e nas unidades organizacionais, orientadas pelo monitoramento de indicadores estratégicos de saúde e pela análise do perfil epidemiológico da nossa população.

Esse perfil, obtido por meio dos dados coletados durante os exames ocupacionais e associado às características das atividades dos empregados, norteia o planejamento dessas ações.

Acompanhamos, por meio do indicador Percentual de Tempo Perdido, a evolução do absenteísmo por acidentes e por doenças e suas principais causas, relacionados ou não ao trabalho. Esse acompanhamento estrutificado influencia as ações de saúde. Em 2014, o Percentual foi de 2,36%, inferior ao Limite de Alerta de 2,41% estabelecido para o ano.

^[1] Estimativa publicada na World Economic Outlook, documento oficial do FMI, divulgado em 14 de abril de 2015

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

Responsabilidade Social

Investimentos Sociais

Aplicamos R\$ 404,9 milhões em 996 projetos sociais, ambientais e esportivos educacionais em 2014. Para alinhar os investimentos sociais de nossas unidades às diretrizes e procedimentos corporativos, elaboramos a Sistemática de Investimentos Socioambientais do Sistema Petrobras.

A metodologia que adotamos, incorporando as dimensões social, ambiental e socioesportiva, proporciona mais eficiência e mais transparência a análise, seleção, aprovação, acompanhamento e avaliação dos projetos. Isso possibilita o aprimoramento da sistematização e medição dos resultados para a empresa e dos benefícios para a sociedade.

Deverão ser destinados R\$ 45 milhões aos projetos esportivos educacionais, que tiveram sua segunda seleção pública em 2014. Dos 1.421 inscritos, 34 foram escolhidos e passaram a integrar nossa carteira de projetos.

Programa Petrobras Agenda 21 e integração com as comunidades do entorno

Concluímos a implantação da primeira fase do Programa Petrobras Agenda 21, que incentiva o debate das prioridades e soluções para o desenvolvimento sustentável das comunidades com alta vulnerabilidade social no entorno de nossas unidades. Foram entrevistadas 66.287 famílias e gerados 180 diagnósticos socioambientais sobre as condições de 203 comunidades, em 86 municípios.

Integração da Responsabilidade Social nos projetos de investimento

Desenvolvemos uma metodologia para a gestão de responsabilidade social nos nossos projetos de investimento, a fim de integrar o tema aos processos decisórios e à rotina de nossos negócios. A iniciativa teve o objetivo de garantir a gestão proativa de responsabilidade social, desde a fase de concepção do empreendimento, passando pela execução e operação até o seu encerramento. Além de contribuir para minimizar riscos sociais, essa integração ajuda a atender às expectativas operacionais geradas pelos projetos e a construir relações benéficas para o negócio e a sociedade.

Mais informações sobre responsabilidade social e ambiental podem ser encontradas no Relatório de Sustentabilidade, publicado anualmente e disponível em http://www.petrobras.com.br

Pesquisa e Desenvolvimento

O avanço tecnológico é vital para a sustentabilidade do crescimento da Petrobras, que desenvolve permanentemente novos processos, sistemas e produtos a fim de que sejam incorporados às atividades. A pesquisa e desenvolvimento (P&D) merecem, por isso, atenção especial no nosso programa de investimentos, já que desempenham papel imprescindível para o cumprimento do Plano de Negócios e Gestão.

Em 2014, o Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes) recebeu aportes que totalizaram R\$ 1,7 bilhão e finalizou o ano com uma carteira de 752 projetos de P&D. O Cenpes possui 1.862 empregados – 1.384 dedicados à Pesquisa e Desenvolvimento e 309, à Engenharia Básica dos projetos. Entre os pesquisadores, 17% têm título de doutorado e 32%, de mestrado. De forma colaborativa, o Cenpes se articula com mais de 100 universidades e instituições de pesquisa nacionais e estrangeiras, fornecedores e outros parceiros. Em 2014, aplicou R\$ 449 milhões em instituições nacionais de Ciência e Tecnologia na área de P&D com ênfase em petróleo e gás.

Além de atender às nossas demandas operacionais, as inovações produzidas com base nas carteiras de projetos das áreas tecnológicas geram ganhos de produtividade e contribuem para os nossos resultados. Proporcionam também o aumento de eficiência, graças à otimização de processos, técnicas e métodos. Os benefícios dessas inovações ultrapassam as nossas fronteiras e se estendem à sociedade. Entre eles, o fortalecimento da indústria local, a redução das necessidades de importação de petróleo, derivados e equipamentos, a diminuição das emissões de gases e particulados na atmosfera e o melhor aproveitamento dos recursos naturais.

Os projetos de P&D têm origem em um conjunto de processos coordenados por comitês que estabelecem os direcionadores e os desafios tecnológicos a serem superados, de acordo com nossas grandes escolhas. As carteiras de projetos de P&D são estruturadas em programas tecnológicos, que visam ao atendimento de objetivos específicos dentro de prazos pré-fixados.

Em 2014, os programas relacionaram-se às seguintes áreas: Exploração, Modelagem de Bacias em 3D; Refino (com foco em maximização de derivados médios e de gasolina); Inovação em Combustíveis e Lubrificantes; Transporte; Biocombustíveis; Otimização, Confiabilidade e Eficiência Energética; Gás Natural; Redução de Emissões; Tratamento, Reuso e Minimização do Consumo de Água; Desenvolvimento da Produção do Reservatório Pré-sal; Recuperação Avançada de Petróleo; Águas Profundas; Logística; e Gerenciamento de CO₂ no desenvolvimento do Pré-sal.

Para mensurar o desempenho das carteiras de projetos, fizemos o acompanhamento de marcos críticos, definidos como eventos significativos que caracterizam uma etapa do desenvolvimento tecnológico.

Os principais resultados de P&D e Engenharia Básica em 2014 foram os seguintes:

- Primeira interpretação dos dados em 4D do sistema de aquisição sísmica permanente do Campo de Jubarte (Bacia de Campos). O trabalho resultou na mudança de locação de um poço produtor, agregando seis milhões de barris de óleo à produção prevista, com ganho equivalente a R\$ 156 milhões;
- Determinação mais precisa da acidez da água de injeção produzida para os reservatórios do pré-sal, por meio de ensaios laboratoriais e modelagem numérica. Com isso, foi possível selecionar materiais de metalurgia mais adequados e reduzir custos. A economia estimada é de US\$ 112 milhões somente nos poços dos projetos de desenvolvimento da Cessão Onerosa;
- Aplicação de ferramenta de desconexão elétrico-hidráulica de fundo de poço no Campo de Carapeba II (Bacia de Campos), abreviando em 25% o tempo de substituição da coluna de produção em poços com completação inteligente. A estimativa é de redução de quatro dias de intervenção em cada um dos 150 poços do gênero previstos para a Bacia de Santos nos próximos anos, gerando uma economia de US\$ 3,4 milhões por poço;
- Desenvolvimento de método de redirecionamento da injeção de gás em coluna de produção em poços com gas *lift*, permitindo redução da perda de carga no ponto de injeção de gás, com ganhos de produção de 2% a 3% em poços de média e alta vazão;
- Desenvolvimento de melhorias no processo de fracionamento nas torres de vácuo, por meio da diminuição de contaminantes no gasóleo leve de destilação a vácuo, tornando possível seu uso para a produção de diesel. A estimativa é de aumento de 3% no volume de diesel – um ganho potencial de cerca de US\$ 38 milhões por ano;
- Desenvolvimento de processo de incorporação do aditivo *N-Butyl-Thiophosphoric Triamide* (NBPT)– à ureia agrícola da Fábrica de Fertilizantes do Paraná (Fafen-PR). O composto retarda a degradação da ureia, permitindo que seja absorvida pelo solo por mais tempo. É possível reduzir a perda do fertilizante de 70% para até 20%.

A concentração de especialistas de todas as nossas áreas de atuação habilita o Cenpes a atuar também na prestação de serviços de Assistência Técnica para solução de problemas identificados nas operações, buscando ganhos de eficiência, otimização operacional e redução de custos.

Como exemplo, a identificação das causas da vibração elevada nas tubulações de *flare* e vaso de tocha da P-58, evitou perdas na produção de 35 mil bpd de óleo. Destaca-se também o desenvolvimento de módulo logístico para programa computacional, que possibilita redução do tempo na construção de poços do pré-sal, gerando economia na ordem de US\$ 4 milhões por poço.

Recursos Humanos

Nosso Plano de Negócios e Gestão apresenta vários desafios para a área de Recursos Humanos (RH). Precisamos prover os talentos necessários, tanto em competência quanto em quantidade, e garantir a satisfação, o comprometimento e a produtividade de todos os empregados a fim de atender aos nossos objetivos. Por isso, estabelecemos como prioridade para os próximos anos os seguintes temas de RH: gestão do conhecimento, alto desempenho e produtividade, mobilidade, planejamento da força de trabalho, desenvolvimento estruturado de empregados e desenvolvimento e sucessão gerencial.

Evolução do efetivo

O Sistema Petrobras encerrou o ano de 2014 com 80.908 empregados – número 6,04% menor que o efetivo de 2013. Foram admitidos 726 empregados na Petrobras Controladora.

Gastos com pessoal

No Sistema Petrobras, os gastos com pessoal totalizaram R\$ 31 bilhões, um aumento de 13%. São compostos por salários, participações nos lucros ou resultados, benefícios, plano de aposentadoria e pensão, plano de saúde e Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS). As principais causas dessa variação foram o custo das indenizações decorrentes do Programa de Incentivo ao Desligamento (PIDV) e o crescimento da folha de pagamento devido ao reajuste salarial com ganho real médio de 2,7%, além de efeitos vegetativos em virtude de anuênios e progressões de carreira.

Para mais informações sobre benefícios concedidos aos empregados, consulte a nota explicativa 22 das demonstrações contábeis neste Relatório da Administração.

Programa de Movimentação Interna de Empregados (Mobiliza)

O programa tem o objetivo de compatibilizar as nossas necessidades com os interesses dos empregados, de forma a atender ao Plano de Negócios e Gestão. O Mobiliza oferece aos empregados oportunidades de movimentação interna para áreas que necessitam de efetivo, reduzindo custos com novas admissões. Em 2014, foram movimentados 629 empregados.

Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV)

O objetivo do programa é adequar nosso efetivo aos desafios do PNG. Desenvolvido com base em princípios de gestão do conhecimento, sucessão gerencial e continuidade operacional, para que possamos reter o conhecimento, o PIDV permitiu o desligamento planejado e sistêmico dos empregados inscritos.

O programa contou com 6.831 ações de gestão do conhecimento, sustentadas em projetos e práticas corporativas, como inventários do conhecimento, narrativas, mentorias e rodízios técnicos, entre outras.

O público-alvo do PIDV foram os empregados com idade igual ou superior a 55 anos que se aposentariam até 31 de março de 2014. Dos 12.196 que estavam nessa condição, 8.298 tiveram as inscrições validadas e classificadas em categorias com prazos para desligamento até maio de 2017. Em 2014, 4.936 empregados se desligaram pelo programa.

O total de indenizações e vantagens da Petrobras Controladora foi estimado em R\$ 2,64 bilhões. O retorno financeiro do programa, até 2018, foi previsto em R\$ 12,7 bilhões.

Desenvolvimento de Recursos Humanos

Em 2014, realizamos grandes avanços no nosso modelo de educação corporativa, implementando iniciativas como a criação de laboratórios, simuladores e ambientes virtuais de aprendizagem.

Como parte desse esforço, os aportes no desenvolvimento dos profissionais totalizaram R\$ 236,4 milhões. Tivemos aproximadamente 226 mil participações em cursos de educação continuada no País e no exterior, com

média de 65,5 horas de treinamento por empregado. Na área de Exploração e Produção, nossos programas de caráter formativo e prático para o corpo técnico de nível superior registraram mais de 14 mil participações. Para a área de Abastecimento, elaboramos, com apoio da Universidade Petrobras, o Manual de Solução de Problemas de Processos de Refino, que contempla 41 processos e registra experiências relacionadas a questões operacionais das refinarias.

Nas áreas de Segurança, Meio Ambiente, Saúde e Eficiência Energética, promovemos 374 cursos de prevenção de acidentes, com cerca de sete mil participações. Registramos também mais de 31 mil participações em ações de treinamento nas áreas de gestão e de negócios. Cerca de cinco mil empregados foram capacitados em programas de desenvolvimento de competências corporativas e quatro mil gestores participaram de programas de desenvolvimento gerencial.

Gestão do conhecimento

Identificar, criar, preservar, compartilhar e aplicar o saber acumulado são processos que conferem à gestão do conhecimento uma abordagem segura e rentável, em linha com nossas grandes escolhas, que apontam caminhos para alcançarmos a Visão 2030. Para assegurar a retenção e a disseminação de conhecimentos críticos, específicos e estratégicos, contamos com o Programa Mentor Petrobras, do qual participam 1.557 empregados.

Em pesquisa aplicada a empresas de administração pública, pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), figuramos entre as cinco melhores companhias em estágio avançado na implantação de práticas de Gestão do Conhecimento, evidenciando a importância desse tema para a nossa estratégia.

Gestão de Ambiência

A Pesquisa de Ambiência é uma etapa fundamental de nosso processo de gestão da ambiência organizacional. Por meio do levantamento das percepções e das expectativas dos empregados, podemos identificar oportunidades de melhorias nas condições e nas relações de trabalho.

Na última edição da pesquisa, a Petrobras controladora registrou um índice de participação de 73,9%, totalizando 41.670 respondentes.

Como resultado, tivemos o aumento do Índice de Satisfação dos Empregados (ISE), que sintetiza os aspectos relacionados ao clima organizacional, em um ponto percentual, atingindo 70%. A meta estipulada era de 69%.

Registramos o mesmo resultado no Nível de Comprometimento com a Empresa (NCE) em 71%,valor que representa a meta estipulada para esta edição da pesquisa.

Informações sobre a prestação de outros serviços que não sejam de auditoria externa pelo auditor independente – Instrução CVM 381/2003

Nossos instrumentos de gestão empresarial são pautados em nossos Código de Ética e Código de Boas Práticas e nas Diretrizes de Governança Corporativa.

O artigo 29 do nosso Estatuto Social determina que os auditores independentes não poderão nos prestar serviços de consultoria durante a vigência do contrato de auditoria.

Contratamos a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes para a prestação de serviços técnicos especializados em auditoria contábil para os exercícios sociais de 2012, 2013 e 2014.

Durante o exercício de 2014, a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes nos prestou os seguintes serviços, incluindo nossas subsidiárias e controladas:

	R\$ mil
Auditoria Contábil	19.157
Auditoria SOX	1.496
Serviços adicionais relacionados à auditoria ..	373
Auditoria Tributária.....	775
Total dos serviços	21.801

GLOSSÁRIO:

Bioeletricidade: energia elétrica gerada a partir de matéria prima biológica renovável (biomassa). A bioeletricidade da Petrobras Biocombustível é produzida em complexos de geração elétrica anexos a usinas de etanol, que utilizam o bagaço da cana-de-açúcar como insumo na produção de energia.

Bioprodutos: também chamados de químicos renováveis, são produtos comerciais obtidos de matéria prima biológica renovável (biomassa), por meio de processos dedicados (ex: plásticos verdes) ou como coprodutos do processo de fabricação de biocombustíveis (ex: glicerina e ácidos orgânicos).

BioQAV: querosene de aviação produzido a partir de matérias-primas renováveis e que permite mistura com o querosene derivado de petróleo (atualmente, autorizada em até 50%) sem exigir mudanças operacionais e de projeto das turbinas.

Boe/d: barris de óleo equivalente por dia.

Brent: óleo usado como uma das principais referências do mercado internacional de petróleo. Os contratos de Brent Datado ou seus derivativos no mercado financeiro referenciam vários contratos de compra e venda de petróleo no mundo.

Ciclo combinado: turbinas a gás e a vapor associadas em uma única planta, ambas gerando energia elétrica a partir da queima do mesmo combustível. Para isso, o calor existente nos gases de exaustão das turbinas a gás é recuperado, produzindo o vapor necessário para o acionamento da turbina.

Ciclo simples: turbina operando isoladamente.

Completação: fase da exploração do petróleo na qual se instala, no poço, o equipamento necessário para trazer à superfície, controladamente, os fluidos desejados e permitir a instalação de equipamentos de monitoração no poço.

Completação inteligente: conjunto de operações destinadas a revestir e equipar o poço para produção ou injeção de água ou de gás, utilizando-se diferentes sensores de monitoramento de poço e válvulas com atuação remota para controle da vazão produzida ou injetada.

Condensado: mistura de hidrocarbonetos em estado gasoso no reservatório que torna-se líquida na superfície, em condições atmosféricas normais.

Destilados médios: produtos feitos a partir do petróleo como óleo diesel, querosene, naftas e querosene de aviação.

Diesel S-10: combustível com 10 ppm (partes por milhão), tipo Euro V (de elevada qualidade e baixíssimo teor de enxofre) e que segue especificações internacionais.

Etanol de segunda geração (2G): etanol de resíduos agrícolas, obtido por meio da fermentação dos açúcares contidos na estrutura celulósica do bagaço de cana-de-açúcar. O produto final é quimicamente idêntico ao etanol de 1ª geração (de milho) ou avançado (de cana). O diferencial desta tecnologia é aumentar a produção de etanol no mesmo hectare de terra, com grande redução de emissão de CO₂ em comparação aos biocombustíveis de primeira geração.

FP50: navio com capacidade para produzir, armazenar e escoar petróleo e/ou gás natural para navios aliviadores.

Shale oil/gas: engloba indistintamente todas as rochas geradoras (folhelhos silticos, folhelhos silicosos, siltitos argilosos e margas) que se comportam como fonte, reservatório e selo de petróleo. Sua produção demanda o emprego de fraturamento hidráulico.

Gás natural rico (ou úmido): gás com compostos mais pesados que o propano, constituído pelas frações de GLP e gasolina natural.

Gasóleo leve: uma das frações intermediárias do petróleo. Na torre de destilação atmosférica as frações se subdividem de acordo com seu ponto de ebulição. As frações intermediárias do petróleo, como gasóleo leve, querosene e gasolina, saem na parte do meio da torre de destilação atmosférica.

Gasolina A: combustível produzido em refinarias e composto 100% por petróleo.

Gasolina C: gasolina com adição de etanol anidro, destinada ao consumidor final.

Green Diesel: diesel produzido a partir de matérias-primas renováveis e que pode ser misturado em qualquer proporção com o derivado de petróleo sem exigir mudança nos motores. O processo de produção de *green diesel* da Petrobras Biocombustível em parceria com a Galp gera um combustível limpo e similar em termos energéticos ao diesel derivado de petróleo.

Impairment: perda no valor de recuperação de ativos.

Índice de reposição de reservas: mede a reposição da produção por adições de reservas, extensões, revisões de estimativas ou aprimoramento de recuperação.

Índice de reserva/produção: mede a longevidade das reservas provadas atuais considerando constante o nível de produção.

Intermediário: óleo que sofreu algum processo de refino mas ainda não é produto final. Assim, é refinado (processado) mais uma vez, até que se transforme em derivado.

Master Sales Agreement: contrato não vinculante que contém os termos e condições gerais para a compra e venda de gás natural liquefeito.

Óleo-lucro: volume de óleo produzido deduzido aquele necessário para pagar os custos e impostos.

Plano de Avaliação de Descoberta (PAD): documento contendo o conjunto de operações a serem realizadas numa área onde ocorreu uma descoberta para avaliar a sua viabilidade econômica. Um PAD deve ser submetido pelo concessionário para aprovação da Agência Reguladora da Indústria de Petróleo e Gás.

Reexportação: operação na qual uma carga de gás natural liquefeito é importada e posteriormente exportada do país.

Ring fence: área de exploração contígua a um campo onde já houve descobertas anteriores.

Selo Combustível Social: concedido pelo Ministério do Desenvolvimento Agrário para o produtor de biodiesel que usa matéria-prima proveniente de agricultura familiar.

Tight Oil: petróleo produzido a partir do folhelho ou qualquer outra rocha com permeabilidade muito baixa, utilizando técnicas similares à da produção de gás de xisto, como a perfuração horizontal ou o fraturamento hidráulico. A produção de *tight oil* é considerada um tipo não convencional de produção de petróleo.

WTI: a sigla WTI significa *West Texas Intermediate* e é usada para designar a corrente que reúne a produção convencional terrestre de petróleos leves e de baixo teor de enxofre da região do PADD3, nos Estados Unidos. O WTI é uma das principais referências para contratos de compra e venda de petróleo na Bacia do Atlântico e é tratado como uma referência global para o mercado de petróleo.

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

ANÁLISE FINANCEIRA

A Petrobras apresenta a análise financeira sobre suas demonstrações consolidadas, exceto quando indicado em contrário.

Resumo Econômico-Financeiro Consolidado

	R\$ milhões		
	2014	2013	2014 x 2013 (%)
Receita de vendas.....	337.260	304.890	11
Lucro bruto.....	80.437	69.895	15
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	(21.322)	34.364	(162)
Resultado financeiro líquido.....	(3.900)	(6.202)	37
EBITDA ajustado – R\$ milhões ⁽¹⁾	59.140	62.967	(6)
Lucro líquido (prejuízo) consolidado atribuível aos acionistas da Petrobras ..	(21.587)	23.570	(192)
Lucro (prejuízo) líquido por ação ⁽²⁾	(1,65)	1,81	(191)
Valor de mercado (Controladora).....	127.506	214.688	(41)
Margem bruta (%).....	24	23	1
Margem operacional (%) ⁽³⁾	(4)	11	(15)
Margem líquida (%).....	(6)	8	(14)
Margem do EBITDA ajustado (%) ⁽⁴⁾	18	21	(3)
Ativo Total.....	793.375	752.967	5
Investimentos, Imobilizado e Intangível.....	608.248	585.616	4
Endividamento Líquido ⁽⁵⁾	282.089	221.563	27
Patrimônio Líquido.....	310.722	349.334	(11)
Relação Capital Próprio / Capital de Terceiros líquido ⁽⁶⁾	43/57	49/51	–

⁽¹⁾ A companhia divulga o EBITDA ajustado conforme Instrução CVM nº 527 de 4 de outubro de 2012, calculado como sendo o resultado líquido do período acrescido dos tributos sobre o lucro, resultado financeiro líquido, depreciação e amortização, além da participação em investimentos e do *impairment*. A divulgação do EBITDA ajustado tem como objetivo proporcionar informação suplementar sobre sua capacidade de pagamento de dívidas, de realização e manutenção de seus investimentos e de cobrir sua necessidade de capital de giro. O EBITDA ajustado não é uma medida definida pelas práticas contábeis internacionais (IFRS) e pode não ser comparável com o mesmo indicador divulgado por outras empresas.

⁽²⁾ Lucro líquido (prejuízo) por ação calculado com base na média ponderada da quantidade de ações.

⁽³⁾ Para o cálculo foi considerado o lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos, excluindo do cálculo a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente.

⁽⁴⁾ A Margem do EBITDA ajustado é igual ao EBITDA ajustado dividido pela receita de vendas.

⁽⁵⁾ A medida endividamento líquido não está prevista nas normas internacionais de contabilidade – IFRS e não deve ser considerada isoladamente ou em substituição ao endividamento total de longo prazo, calculado de acordo com IFRS. O cálculo do endividamento líquido não deve ser base de comparação com o endividamento líquido de outras empresas, contudo a Administração acredita que é uma informação suplementar que ajuda os investidores a avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

⁽⁶⁾ Capital de terceiros líquido de caixa e aplicações financeiras.

RECONCILIAÇÃO DO EBITDA

	R\$ milhões		
	2014	2013	2014 x 2013 (%)
Lucro Líquido (prejuízo).....	(21.924)	23.007	(195)
Resultado Financeiro Líquido.....	3.900	6.202	(37)
Imposto de renda e contribuição social.....	(3.892)	5.148	(176)
Depreciação, depleção e amortização.....	30.677	28.467	8
EBITDA.....	8.761	62.824	(86)
Resultado de participações em investimentos.....	(451)	(1.095)	59
<i>Impairment</i>	44.636	1.238	–
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente.....	6.194	–	–
EBITDA ajustado.....	59.140	62.967	(6)

Especificamente em 2014, a companhia optou por excluir a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente no âmbito da “Operação Lava-Jato” do cálculo do EBITDA ajustado, por entender que este item não afeta a geração futura de caixa, assim como a posição atual de caixa da companhia, contribuindo, dessa forma, para o fornecimento de uma informação mais adequada a respeito de seu potencial de geração bruta de caixa.

PRINCIPAIS COTAÇÕES E PREÇOS MÉDIOS

	R\$ milhões		
	2014	2013	2014 x 2013 (%)
Cotações			
Brent (US\$/bbl).....	98,99	108,66	(9)
Dólar médio de venda (R\$).....	2,35	2,16	9
Dólar final de venda (R\$).....	2,66	2,34	13
Varição - Dólar final de venda (%).....	13,40	14,60	(1)
Selic - Taxa média (%).....	10,86	8,19	3
Indicadores de preços médios			
Derivados básicos - Mercado interno (R\$/bbl).....	226,52	209,17	8
Preço de venda - Brasil			
• Petróleo (US\$/bbl) ⁽⁷⁾	87,84	98,19	(11)
• Gás natural (US\$/bbl).....	47,93	47,68	1
Preço de venda - Internacional			
• Petróleo (US\$/bbl).....	82,93	89,86	(8)
• Gás natural (US\$/bbl).....	21,18	21,08	–

⁽⁷⁾ Média dos preços das exportações e dos preços internos de transferência da área de E&P para a área de Abastecimento.

Volume de vendas

O volume de vendas no mercado interno foi 4% superior, destacando-se os seguintes produtos:

- Diesel (aumento de 2%) - maior consumo em obras de infraestrutura; crescimento da frota de veículos leves a diesel (van, pick-up e SUV) e maior consumo por parte das termelétricas complementares do Sistema Interligado Nacional (SIN);
- Gasolina (aumento de 5%) - crescimento da frota de veículos associado à vantagem do preço da gasolina em relação ao etanol em diversos estados, além do aumento do consumo das famílias. Estes fatores foram parcialmente compensados pelo aumento do teor de etanol anidro na gasolina C de 20% para 25%;
- Óleo combustível (aumento de 21%) - maiores entregas para térmicas complementares em vários estados do país; e
- Gás natural (aumento de 9%) - maior demanda do setor elétrico.

VOLUME DE VENDAS - mil barris/dia

	2014	2013	2014 x 2013 (%)
Diesel.....	1.001	984	2
Gasolina.....	620	590	5
Óleo combustível.....	119	98	21
Nafta.....	163	171	(5)
GLP.....	235	231	2
QAV.....	110	106	4
Outros.....	210	203	3
Total de derivados.....	2.458	2.383	3
Alcoóis, nitrogenados renováveis e outros.....	99	91	9
Gás natural.....	446	409	9
Total mercado interno.....	3.003	2.883	4
Exportação.....	393	395	(1)
Vendas internacionais.....	571	514	11
Total mercado externo.....	964	909	6
Total geral.....	3.967	3.792	5

Impairment

Mudanças no contexto dos negócios da companhia, com a redução das receitas operacionais esperadas no futuro devido ao declínio dos preços do petróleo, a desvalorização do Real e o impacto da “Operação Lava-Jato”, estimularam uma revisão das perspectivas futuras da companhia e, conseqüentemente, levaram à necessidade de redução do ritmo de seus investimentos.

Como resultado, a companhia apurou *impairment* de R\$ 44.636 milhões no exercício de 2014, principalmente em ativos de: i) refino no país (R\$ 30.976 milhões), devido à avaliação dos projetos do 2º trem da Refinaria Abreu e Lima (RNST) e do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ) separadamente da unidade geradora de caixa do refino, tendo em vista a postergação desses projetos por extenso período de tempo, motivada por medidas de preservação do caixa e problemas na cadeia de fornecedores oriundos das investigações da “Operação Lava-Jato”. As perdas resultaram de problemas no planejamento dos projetos, utilização de taxa de desconto com maior prêmio de risco, postergação da expectativa de entrada de caixa e menor crescimento econômico; ii) exploração e produção de petróleo e gás natural (R\$ 10.002 milhões), reflexo do declínio nos preços do petróleo; e iii) petroquímica (R\$ 2.978 milhões), em decorrência do cenário de redução na demanda e nas margens.

“Operação Lava-Jato” e seus reflexos na Companhia

A companhia reconheceu no terceiro trimestre de 2014 uma baixa no montante de R\$ 6.194 milhões 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 conspiraram 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*. 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 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.

O efeito total dos ajustes por área de negócio é apresentado a seguir:

	R\$ milhões
E&P.....	1.969
Abastecimento.....	3.427
Gás & Energia.....	652
Distribuição.....	23
Internacional.....	23
Corporativo.....	100
Total.....	6.194

Detalhes da metodologia utilizada para o ajuste bem como outras informações sobre a “Operação Lava-Jato” estão disponíveis na nota explicativa 3 das Demonstrações Contábeis.

Resultados Consolidados

A companhia apresentou um prejuízo consolidado de R\$ 21.587 milhões, que, em relação ao lucro apurado no exercício de 2013, R\$ 23.570 milhões, reflete principalmente os seguintes fatores:

Lucro bruto

Superior em 15% (R\$ 10.542 milhões), com destaque para:

- Receita de vendas de R\$ 337.260 milhões, 11% superior, refletindo:
 - Maiores preços nas vendas de derivados no mercado interno devido aos reajustes de diesel e gasolina em 2013 e em 07 de novembro de 2014 e ao efeito da depreciação cambial (9%) sobre os preços dos derivados atrelados ao mercado internacional, além dos maiores preços de energia e gás natural;
 - Aumento da demanda de derivados no mercado interno (3%), principalmente diesel (2%), gasolina (5%) e óleo combustível (21%), e maior volume de petróleo exportado (12%), parcialmente compensados pela menor exportação de derivados (15%);
- Custo dos produtos vendidos de R\$ 256.823 milhões, 9% superior, retratando:
 - Efeito da depreciação cambial sobre os gastos com importações e participações governamentais;
 - Aumento de 3% no volume de vendas de derivados no mercado interno e maior volume de importação de gás natural liquefeito para atendimento da demanda;
 - Maiores gastos com aquisição de energia elétrica em função do aumento do preço de liquidação das diferenças - PLD.

Prejuízo antes do resultado financeiro, das participações e dos impostos

Prejuízo antes do resultado financeiro, participações e impostos de R\$ 21.322 milhões, comparado ao lucro de R\$ 34.364 milhões em 2013, decorreu de:

- *Impairment* de ativos (R\$ 44.636 milhões);
- Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente (R\$ 6.194 milhões);
- Provisão para perdas com recebíveis do setor elétrico (R\$ 4.511 milhões);
- Baixas dos valores relacionados à construção das refinarias Premium I e II (R\$ 2.825 milhões);
- Provisionamento do Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário (R\$ 2.443 milhões);
- Provisão para abandono de áreas (R\$ 1.128 milhões);
- Devolução de campos à ANP (R\$ 610 milhões); e
- Revisão do plano atuarial (R\$ 506 milhões), compensados parcialmente pelo aumento do lucro bruto.

Resultado financeiro líquido

Despesa financeira líquida de R\$ 3.900 milhões, inferior em R\$ 2.302 milhões decorrente de:

- Redução da perda cambial sobre a menor exposição passiva líquida em dólar;
- Ganho cambial decorrente da valorização do dólar em relação a outras moedas, principalmente ao euro;
- Atualização monetária de contingência ativa referente aos valores de PIS e COFINS recolhidos indevidamente sobre receitas financeiras no período de fevereiro de 1999 a dezembro de 2002;
- Atualização monetária dos contratos de confissão de dívida referentes aos recebíveis do setor elétrico; e
- Maiores despesas com juros devido à elevação do endividamento.

Parte desses efeitos foi compensada por maiores despesas com juros devido à elevação do endividamento.

Resultado por Área de Negócio

A Petrobras é uma companhia que opera de forma integrada, sendo que a maior parte da produção de petróleo e gás é oriunda da área de Exploração e Produção, e transferida para outras áreas da companhia.

Na apuração dos resultados por área de negócio são consideradas as transações realizadas com terceiros e entre empresas do Sistema Petrobras, além das transferências entre as áreas de negócio valoradas por preços internos de transferência definidos através de metodologias fundamentadas em parâmetros de mercado.

LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) ATRIBUÍVEL AOS ACIONISTAS DA PETROBRAS

	R\$ milhões		
	2014	2013	2014 x 2013 (%)
• E&P.....	32.264	42.213	(24)
• Abastecimento.....	(38.927)	(17.734)	120
• Gás & Energia.....	(936)	1.256	(175)
• Biocombustível.....	(298)	(254)	17
• Distribuição.....	1.185	1.813	(35)
• Internacional.....	(3.204)	3.648	(188)

Exploração e produção

A redução do lucro líquido decorreu do *impairment*, da baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente, do provisionamento do Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV), da provisão para abandono de áreas, das baixas de ativos por devolução de campos e dos maiores gastos com depreciação de equipamentos, manutenção e intervenção de poços, afretamentos de plataformas, materiais e pessoal, além do fato de ano anterior ter sido beneficiado pelo ganho obtido com a venda da participação total no projeto *offshore* Parque das Conchas (BC-10). Estes fatores foram compensados parcialmente pelo aumento da produção de petróleo e LGN (5%).

O *spread* entre o preço médio do petróleo nacional vendido/transferido e a cotação média do Brent aumentou de US\$ 10,47/bbl em 2013 para US\$ 11,15/bbl em 2014.

Abastecimento

O aumento do prejuízo decorreu do *impairment*, da baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente, das baixas dos valores relacionados à construção das refinarias Premium I e II e do provisionamento do Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV), compensados parcialmente pelos maiores preços médios de realização de derivados, em função dos reajustes nos preços do diesel e da gasolina ao longo de 2013 e em 2014, e pela maior produção de derivados (2%).

Gás e energia

O prejuízo decorreu dos maiores custos com importação de GNL e de gás natural para atender a demanda do setor termelétrico, do reconhecimento do acordo referente à execução do contrato de importação de gás natural boliviano, bem como da provisão para perdas com recebíveis do setor elétrico, da baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente e do provisionamento do Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV). Estes fatores foram compensados parcialmente pelos maiores preços médios de realização de energia elétrica, em função do menor nível dos reservatórios e conseqüente elevação do PLD, e do ganho obtido com a venda da participação total na empresa Brasil PCH S/A (R\$ 646 milhões).

Biocombustível

O aumento do prejuízo decorreu, principalmente, das maiores perdas com participações em investidas do setor de biodiesel e do provisionamento do Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV). Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução das perdas nas operações de biodiesel e pelo menor ajuste ao valor de mercado dos estoques.

Distribuição

A redução do lucro líquido decorreu das maiores despesas de vendas devido à provisão para perdas com recebíveis do setor elétrico, bem como do provisionamento do Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV), compensados parcialmente pelo aumento no volume de vendas (7%) e pela maior margem média de comercialização de combustíveis (6%).

Internacional

O prejuízo decorreu do *impairment* referentes às atividades de E&P nos EUA e Bolívia e de refino no Japão, ocasionada principalmente pela redução dos preços internacionais de petróleo e derivados, além da provisão

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

para perdas em investimentos na Venezuela, Equador e África. Além disso, houve maior provisão para redução a valor de mercado dos estoques no Japão e menor lucro bruto, principalmente nas operações de E&P, decorrente dos desinvestimentos ocorridos e da redução do preço das *commodities*. Houve ainda o ganho apurado em 2013 com a venda de 50% da participação societária nas empresas da África. Esses efeitos foram em parte compensados pelos ganhos provenientes das vendas de ativos no Peru e de ativos terrestres na Colômbia, concluídas em 2014.

Liquidez e Recursos de Capital

FLUXOS DE CAIXA

	R\$ milhões	
	2014	2013
Disponibilidades ajustadas no início do período ⁽⁸⁾	46.257	48.497
Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> no início do período	(9.085)	(20.869)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	37.172	27.628
Recursos gerados pelas atividades operacionais	62.241	56.210
Recursos utilizados em atividades de investimento	(85.208)	(76.674)
Investimentos em área de negócios	(81.795)	(98.038)
Recebimentos pela venda de ativos (desinvestimentos)	9.399	8.383
Investimentos em títulos e valores mobiliários	(12.812)	12.981
(=) Fluxo de caixa líquido	(22.967)	(20.464)
Financiamentos líquidos	35.134	33.176
Captações	72.871	83.669
Amortizações	(37.737)	(50.493)
Dividendos pagos a acionistas	(8.735)	(5.776)
Participação de acionistas não controladores	(250)	(137)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	3.885	2.745
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	44.239	37.172
Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> no fim do período	24.707	9.085
Disponibilidades ajustadas no fim do período ⁽⁸⁾	68.946	46.257

⁽⁸⁾ A medida disponibilidades ajustadas inclui investimentos em títulos governamentais e aplicações financeiras no exterior em *Time Deposits* de instituições financeiras de primeira linha com vencimentos superiores a 3 meses a partir da data de aplicação, considerando a expectativa de realização desses investimentos no curto prazo. A medida disponibilidades ajustadas não está prevista nas normas internacionais de contabilidade, não devendo ser considerada isoladamente ou em substituição ao caixa e equivalentes de caixa apurados em IFRS. Além disso, a medida disponibilidades ajustadas não deve ser base de comparação com as disponibilidades ajustadas de outras empresas, contudo a Administração acredita que é uma informação suplementar que ajuda os investidores a avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de caixa e equivalentes de caixa aumentou 19% em relação a 31 de dezembro de 2013 e as disponibilidades ajustadas cresceram 49%. A principal necessidade de recursos em 2014 foi para financiar os investimentos em áreas de negócio e pagamento de dividendos. Tais recursos foram proporcionados por uma geração de caixa operacional de R\$ 62.241 milhões, captações líquidas no montante de R\$ 35.134 milhões e desinvestimentos de R\$ 9.399 milhões.

A geração operacional de caixa aumentou 11% em relação a 2013, principalmente motivada pelo aumento no lucro bruto e redução dos estoques (R\$ 5.979 milhões). Os investimentos nos negócios da companhia foram 17% inferiores em 2014, com destaque para o recuo nos investimentos nas áreas de abastecimento (R\$ 10.272 milhões) e E&P (R\$ 3.743 milhões). Os recursos oriundos da venda de ativos atingiram R\$ 9.399 milhões, com destaque para a venda das empresas Petrobras Energia Peru, Brasil PCH, Innova e Gasmig. O volume de captações realizadas em 2014, líquidas de amortizações, foi de R\$ 35.134 milhões, destacando as emissões de notes no mercado de capitais de US\$ 13,6 bilhões, além das captações de longo prazo no mercado bancário no Brasil e no exterior.

A capacidade de a companhia investir seus recursos disponíveis tem sido limitada pela 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. Além disso, por diversas razões, incluindo o ambiente econômico atual do Brasil, a Petrobras não tem sido capaz de acessar o mercado de capitais. Como resultado, a companhia recentemente decidiu postergar projetos que foram impactados por complicações decorrentes de insolvência de fornecedores, além da carência de fornecedores qualificados disponíveis (resultante principalmente das investigações da Operação Lava Jato).

Em sua estratégia de ampliação de fontes de financiamento e como alternativa ao contexto atual, a companhia tem buscado acesso ao mercado bancário asiático e, ao longo de 2015, considera utilizar fontes tradicionais de financiamento (bancos, Export Credit Agencies - ECAs e mercado de capitais) para captar os recursos necessários. Além disso, o programa de desinvestimento de US\$ 13,7 bilhões contribuirá para o suprimento das necessidades de liquidez.

Endividamento

O endividamento consolidado, referente a empréstimos e financiamentos no país e no exterior, atingiu R\$ 351.035 milhões, conforme demonstrado a seguir:

ENDIVIDAMENTO CONSOLIDADO

	R\$ milhões		
	31.12.2014	31.12.2013	Δ%
Endividamento curto prazo ⁽⁹⁾	31.565	18.782	68
Endividamento longo prazo ⁽¹⁰⁾	319.470	249.038	28
Total	351.035	267.820	31
Disponibilidades	44.239	37.172	19
Títulos públicos federais e <i>Time Deposits</i> (vencimento superior a 3 meses)	24.707	9.085	172
Disponibilidades ajustadas	68.946	46.257	49
Endividamento líquido	282.089	221.563	27
Endividamento líquido/(endividamento líquido+patrimônio líquido)	48%	39%	9
Passivo total líquido ⁽¹¹⁾	724.429	706.710	3
Estrutura de capital (capital de terceiros líquido / passivo total líquido)	57%	51%	6
Índice de Dívida Líquida/EBITDA ajustado	4,77	3,52	36

	US\$ milhões		
	31.12.2014	31.12.2013	Δ%
Endividamento curto prazo	11.884	8.017	48
Endividamento longo prazo	120.274	106.308	13
Total	132.158	114.325	16
Endividamento líquido	106.201	94.579	12

⁽⁹⁾ Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 42 milhões em 31 de dezembro de 2014 e R\$ 38 milhões em 31 de dezembro de 2013).

⁽¹⁰⁾ Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 148 milhões em 31 de dezembro de 2014 e R\$ 171 milhões em 31 de dezembro de 2013).

⁽¹¹⁾ Passivo total líquido das disponibilidades ajustadas.

BALANÇO PATRIMONIAL

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013

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

Ativo	Nota	Consolidado		Controladora	
		2014	2013	2014	2013
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	7	44.239	37.172	5.325	7.917
Títulos e valores mobiliários	7	24.763	9.101	15.241	22.752
Contas a receber, líquidas	8	21.167	22.652	17.783	16.301
Estoques	9	30.457	33.324	24.461	27.476
Imposto de renda e contribuição social	21.1	2.823	2.484	1.297	1.468
Impostos e contribuições	21.1	7.300	9.162	5.609	7.813
Adiantamento a fornecedores		1.123	1.600	923	1.407
Outros ativos circulantes		3.138	2.218	1.965	1.565
		135.010	117.713	72.604	86.699
Ativos classificados como mantidos para venda	10.2	13	5.638	10	781
		135.023	123.351	72.614	87.480
Não circulante					
Realizável a longo prazo					
Contas a receber, líquidas	8	14.441	10.616	10.671	4.453
Títulos e valores mobiliários	7	290	307	249	257
Depósitos judiciais	30.1	7.124	5.866	5.927	4.826
Imposto de renda e contribuição social diferidos	21.2	2.673	2.647	-	-
Impostos e contribuições	21.1	10.645	12.603	8.943	10.899
Adiantamento a fornecedores		6.398	7.566	1.056	2.172
Outros ativos realizáveis a longo prazo		8.533	4.395	8.206	3.723
		50.104	44.000	35.052	26.330
Investimentos	11	15.282	15.615	82.481	83.497
Imobilizado	12	580.990	533.880	437.150	402.567
Intangível	13	11.976	36.121	9.108	33.289
Diferido		-	-	-	10
		658.352	629.616	563.791	545.693
		793.375	752.967	636.405	633.173

O endividamento líquido do Sistema Petrobras em Reais aumentou 27% em relação a 31 de dezembro de 2013, em decorrência de captações de longo prazo e do impacto da depreciação cambial de 13,4%.

Obrigações contratuais

A tabela a seguir resume nossas obrigações contratuais e os compromissos pendentes consolidados em 31 de dezembro de 2014:

ORBITAÇÕES CONTRATUAIS

	R\$ milhões			
	Pagamentos com vencimento por Período			
	Total	2015	2016-2019	2020 em diante
Itens do balanço patrimonial: ⁽¹²⁾				
Obrigações de dívida	350.845	31.523	176.645	142.677
Com transferência de benefícios, riscos e controles de bens	190	12	41	137
Provisão de Abandono	21.958	1.181	1.580	19.197
Total dos itens do balanço patrimonial	372.993	32.716	178.266	162.011
Outros compromissos contratuais				
Gás natural <i>ship or pay</i>	10.529	1.876	7.433	1.220
Serviços contratados	240.374	77.278	100.078	63.018
Compromisso de compra de GN	27.311	4.714	17.396	5.201
Sem transferência de benefícios, riscos e controles de bens	314.505	38.898	102.262	173.345
Compromissos de compra	84.951	43.446	38.893	2.612
Total de outros compromissos	677.670	166.212	266.062	245.396
Total	1.050.663	198.928	444.328	407.407

⁽¹²⁾ Não inclui obrigações com benefícios pós-emprego. Consulte nota explicativa 22 das Demonstrações Contábeis.

Ativos e passivos sujeitos à variação cambial

A companhia possui ativos e passivos sujeitos a variações de moedas estrangeiras, cuja principal exposição é o real em relação ao dólar norte-americano. A partir de meados de maio de 2013 a companhia adotou a contabilidade de *hedge*, para proteção de exportações futuras altamente prováveis.

Em 31 de dezembro de 2014, estavam designados, como instrumentos de proteção, obrigações no montante de US\$ 50.858 milhões (R\$ 135.088 milhões), correspondendo a 70% da exposição cambial, conforme quadro abaixo:

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

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo de variação cambial registrado em "outros resultados abrangentes", no patrimônio líquido, foi de R\$ 26.670 milhões (R\$ 17.602 milhões líquido, de IR Diferido).

Os saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de subsidiárias e controladas no exterior não são inseridos na exposição abaixo, quando realizados em moedas equivalentes às suas respectivas moedas funcionais. Em 31 de dezembro de 2014, a exposição líquida da companhia é passiva. Portanto, uma apreciação do Real frente às demais moedas gera receita de variação cambial, enquanto que uma depreciação do Real representa uma despesa de variação cambial.

ITENS

	R\$ milhões	
	31.12.2014	31.12.2013
Ativo	30.600	16.853
Passivo	(222.279)	(150.581)
<i>Hedge Accounting</i>	135.088	95.443
Total	(56.591)	(38.285)

Impostos e participações governamentais

A contribuição econômica da Petrobras, medida por meio da geração de impostos, taxas e contribuições sociais, totalizou R\$ 71.247 milhões.

IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES

	R\$ milhões		
	2014	2013	2014 x 2013 (%)
ICMS	47.991	43.383	11
PIS/COFINS	16.183	15.851	2
Imposto de Renda e C. S. s/lucro	(5.635)	4.580	(223)
Outros	6.153	4.773	29
Subtotal País	64.692	68.587	(6)
Contribuição Econômica - Exterior	6.555	6.135	7
Total	71.247	74.722	(5)

A estabilidade nas participações governamentais no País, refletiu o efeito da queda de 2%, no preço médio de referência do petróleo nacional, sendo R\$/bbl 203,41 (US\$/bbl 87,14) no período de janeiro a dezembro de 2014, contra R\$/bbl 208,40 (US\$/bbl 96,59) no mesmo período de 2013, que compensou os efeitos do aumento da produção.

PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

País	R\$ milhões		
	2014	2013	2014 x 2013 (%)
<i>Royalties</i>	15.474	15.057	3
Participação Especial	14.803	15.161	(2)
Retenção de área	164	170	(4)
Subtotal País	30.441	30.388	-
Exterior	1.148	913	26
Total	31.589	31.301	1

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013
(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

	Nota	Consolidado		Controladora	
		2014	2013	2014	2013
Receita de vendas.....	24	337.260	304.890	269.568	237.405
Custo dos produtos e serviços vendidos.....		(256.823)	(234.995)	(208.174)	(187.124)
Lucro bruto		80.437	69.895	61.394	50.281
Receitas (despesas)					
Vendas.....		(15.974)	(10.601)	(17.430)	(12.964)
Gerais e administrativas.....		(11.223)	(10.751)	(7.983)	(7.481)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás.....	15	(7.135)	(6.445)	(6.720)	(6.056)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico.....		(2.589)	(2.428)	(2.562)	(2.389)
Tributárias.....		(1.801)	(1.721)	(1.045)	(949)
Reversão/perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	14	(44.636)	(1.238)	(34.814)	58
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente.....	3	(6.194)	-	(4.788)	-
Outras despesas, líquidas.....	25	(12.207)	(2.347)	(15.436)	(6.794)
		(101.759)	(35.531)	(90.778)	(36.575)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos		(21.322)	34.364	(29.384)	13.706
Resultado financeiro líquido.....	27	(3.900)	(6.202)	(3.737)	(2.071)
Receitas financeiras.....		4.634	3.911	3.312	3.778
Despesas financeiras.....		(9.255)	(5.795)	(5.804)	(2.856)
Variações monetárias e cambiais Líquidas.....		721	(4.318)	(1.245)	(2.993)
Resultado de participações em investimentos.....	11.3	451	1.095	3.730	14.094
Participação nos lucros ou resultados.....	22.7	(1.045)	(1.102)	(856)	(908)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos		(25.816)	28.155	(30.247)	24.821
Imposto de renda e contribuição social.....	21.3	3.892	(5.148)	8.555	(1.413)
Lucro líquido (prejuízo)		(21.924)	23.007	(21.692)	23.408
Atribuível aos:					
Acionistas da Petrobras.....		(21.587)	23.570	(21.692)	23.408
Acionistas não controladores.....		(337)	(563)	-	-
		(21.924)	23.007	(21.692)	23.408
Lucro (prejuízo) básico e diluído por ação (em R\$).....	23.6	(1,65)	1,81	(1,66)	1,79

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ABRANGENTES

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013
(Em milhões de reais)

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Lucro líquido (prejuízo)	(21.924)	23.007	(21.692)	23.408
Itens que não serão reclassificados para o resultado:				
Ganhos (perdas) atuariais com planos de benefícios definidos.....	(13.724)	15.636	(12.908)	14.415
Imposto diferido.....	2.695	(4.647)	2.540	(4.364)
	(11.029)	10.989	(10.368)	10.051
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:				
Ajustes acumulados de conversão.....	4.721	3.103	-	-
Resultados não realizados com <i>hedge</i> de fluxo de caixa - exportações				
Reconhecidos no patrimônio líquido.....	(15.650)	(13.384)	(13.918)	(12.199)
Transferidos para o resultado.....	1.673	692	1.344	624
Imposto diferido.....	4.752	4.315	4.275	3.199
	(9.225)	(8.377)	(8.299)	(8.376)
Resultados não realizados com <i>hedge</i> de fluxo de caixa - demais operações				
Reconhecidos no patrimônio líquido.....	14	23	-	-
Transferidos para o resultado.....	2	22	-	-
Imposto diferido.....	-	(1)	-	-
	16	44	-	-
Resultados não realizados em títulos disponíveis para a venda				
Reconhecidos no patrimônio líquido.....	-	(1)	-	(1)
Transferidos para o resultado.....	-	(90)	-	-
Imposto diferido.....	-	31	-	-
	-	(60)	-	(1)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas.....	(647)	(573)	2.545	3.469
Outros resultados abrangentes total.....	(16.164)	5.126	(16.122)	5.143
Resultado abrangente total	(38.088)	28.133	(37.814)	28.551
Resultado abrangente atribuível aos:				
Acionistas da Petrobras.....	(37.709)	28.712	-	-
Acionistas não controladores.....	(379)	(578)	(37.814)	28.551
Resultado abrangente total	(38.088)	28.134	(37.814)	28.551

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013
(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

	Capital subscrito e integralizado	Transações de capital	Outros resultados abrangentes				Reservas de Lucros				Total do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora	Participação dos acionistas não controladores	Total do patrimônio líquido consolidado		
			Ajuste acumulado de conversão	Ganhos (perdas) atuariais com planos de benefícios definidos	<i>Hedge</i> de fluxo de caixa de exportação	Outros resultados abrangentes e custo atribuído	Legal	Estutária	Incentivos fiscais	Retenção de Lucros				Lucros acumulados	
															Legal
Saldo em 1º de janeiro de 2013	205.392	939	2.078	(14.505)	-	50	15.354	3.476	1.412	114.739	(154)	328.781	(360)	2.354	330.775
Aumento de capital com reservas.....	19	-	-	-	-	-	-	-	(19)	-	-	-	-	-	-
Realização de custo atribuído.....	-	-	-	-	-	(10)	-	-	-	-	-	10	-	-	-
Mudança de participação em controladas.....	-	109	-	-	-	-	-	-	-	-	-	109	(2)	(238)	(131)
Lucro líquido.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.408	23.408	162	(563)	23.007
Outros resultados abrangentes.....	-	-	3.118	10.989	(8.376)	(588)	-	-	-	-	-	5.143	-	(15)	5.128
Destinações:															
Apropriações do lucro líquido em reservas.....	-	-	-	-	-	-	1.170	1.027	21	11.745	(13.963)	-	-	-	-
Dividendos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.301)	(9.301)	-	(144)	(9.445)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	205.411	1.048	5.196	(3.516)	(8.376)	(548)	16.524	4.503	1.414	126.484	-	348.140	(200)	1.394	349.334
Aumento de capital com reservas.....	21	-	-	-	-	(10)	-	-	(21)	-	-	-	-	-	-
Realização de custo atribuído.....	-	-	-	-	-	(10)	-	-	-	-	-	10	-	-	-
Mudança de participação em controladas.....	-	(1.478)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.478)	95	1.043	(340)
Lucro líquido (prejuízo).....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(21.692)	(21.692)	105	(337)	(21.924)
Outros resultados abrangentes.....	-	-	4.763	(11.029)	(9.225)	(631)	-	-	-	-	-	(16.122)	-	(42)	(16.164)
Destinações:															
Absorção do prejuízo líquido em reservas.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(21.682)	21.682	-	-	-	-
Dividendos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(184)	(184)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	205.432	(430)	9.959	(14.545)	(17.601)	(1.189)	16.524	4.503	1.393	104.802	-	308.848	-	1.874	310.722
	205.432	(430)				(23.376)					127.222	308.848	-	1.874	310.722

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013
(Em milhões de reais, exceto quando indicado ao contrário)

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Fluxos de caixa das atividades operacionais				
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras.....	(21.587)	23.570	(21.692)	23.408
Ajustes para:				
Resultado dos acionistas não controladores.....	(337)	(563)	-	-
Despesa atuarial de planos de pensão e saúde.....	4.773	5.515	4.225	5.046
Resultado de participações em investimentos.....	(451)	(1.095)	(3.730)	(14.094)
Depreciação, depleção e amortização.....	30.677	28.467	22.518	21.474
Perda na recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	44.636	1.238	34.814	(58)
Ajuste a valor de mercado dos estoques.....	2.461	1.269	493	382
Perdas em créditos de liquidação duvidosa.....	5.555	157	4.401	60
Baixa de poços secos.....	5.048	4.169	4.828	4.040
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente.....	6.194	-	4.788	-
Resultado com alienações/baixas de ativos, áreas devolvidas e projetos cancelados.....	743	(3.835)	4.282	(89)
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros sobre financiamentos e outras.....	8.461	7.027	6.254	4.231
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos.....	(8.025)	323	(8.555)	1.413
Redução (aumento) de ativos				
Contas a receber.....	(5.929)	(2.693)	(5.712)	(3.797)
Estoques.....	1.378	(4.601)	2.542	(2.989)
Outros ativos.....	(6.466)	(631)	(7.582)	(1.163)
Aumento (redução) de passivos				
Fornecedores.....	(2.982)	2.516	856	(2.252)
Impostos, taxas e contribuições.....	(3.171)	(3.000)	(2.513)	(2.489)
Planos de pensão e de saúde.....	(1.967)	(1.724)	(1.867)	(1.580)
Outros passivos.....	3.230	101	2.618	325
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais.....	62.241	56.210	40.968	31.868
Atividades de investimentos				
Aquisições de imobilizados e intangíveis.....	(81.909)	(97.925)	(60.873)	(70.470)
Adições (redução) em investimentos.....	(787)	(429)	685	(14.569)
Recebimentos pela venda de ativos.....	9.399	8.383	2.194	2.643
Resgate (investimentos) em títulos e valores mobiliários.....	(12.812)	12.981	9.139	2.125
Dividendos recebidos.....	901	316	3.506	2.978
Recursos líquidos gerados/(utilizados) nas atividades de investimentos.....	(85.208)	(76.674)	(45.349)	(77.293)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos				
Participação de acionistas não controladores.....	(250)	(137)	-	-
Captações.....	72.871	83.669	92.540	107.383
Amortizações de principal.....	(23.628)	(39.560)	(76.329)	(62.214)
Amortizações de juros.....	(14.109)	(10.933)	(5.687)	(3.444)
Dividendos pagos a acionistas.....	(8.735)	(5.776)	(8.735)	(5.776)
Recursos líquidos gerados pelas atividades de financiamentos.....	26.149	27.263	1.789	35.949
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa.....	3.885	2.745	-	-
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício.....	7.067	9.544	(2.592)	(9.476)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício.....	37.172	27.628	7.917	17.393
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício.....	44.239	37.172	5.325	7.917

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013
(Em milhões de reais)

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Receitas				
Vendas de produtos e serviços e outras receitas.....	425.341	387.775	346.278	309.059
Perdas em créditos de liquidação duvidosa.....	(5.555)	(157)	(4.401)	(60)
Receitas relativas à construção de ativos para uso.....	82.389	91.340	68.223	68.620
	502.175	478.958	410.100	377.619
Insumos adquiridos de terceiros				
Matérias-primas e produtos para revenda.....	(136.809)	(129.705)	(108.578)	(98.056)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros.....	(114.879)	(107.368)	(97.797)	(87.702)
Créditos fiscais sobre insumos adquiridos de terceiros.....	(26.199)	(23.021)	(24.340)	(21.470)
Reversão/perdas no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(44.636)	(1.238)	(34.814)	58
Ajuste ao valor de mercado dos estoques.....	(2.461)	(1.269)	(493)	(382)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente.....	(6.194)	-	(4.788)	-
	(331.178)	(262.601)	(270.810)	(207.552)
Valor adicionado bruto.....	170.997	216.357	1	

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

NOTAS EXPLICATIVAS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013

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

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 nºs 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*.

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:

- 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

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

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 do acordo 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).
- 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.

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 ocorresse 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”	Abaste- E&P	Gás & cimento	Distri- Energia	Interna- buição	Corpo- cional	Corpo- rativo	Valor Total
Esquema de pagamentos indevidos:							
Valor total dos contratos ⁽¹⁾	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 <i>cartel</i>)	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 ⁽²⁾	37	298	57	–	–	10	402
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	<u>1.969</u>	<u>3.427</u>	<u>652</u>	<u>23</u>	<u>23</u>	<u>100</u>	<u>6.194</u>

⁽¹⁾ Inclui R\$ 44.115 referentes a valores de contrato cujos pagamentos serão realizados após 30 de setembro de 2014.

⁽²⁾ Baixa de créditos fiscais que não serão aproveitados.

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 qualificadas, 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.

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	País	Principal segmento de atuação
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-padroneados 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 ⁽¹⁾	–	200	(105)	(162)
Controladora - CPC	<u>308.848</u>	<u>348.140</u>	<u>(21.692)</u>	<u>23.408</u>

⁽¹⁾ O saldo de despesas diferidas foi integralmente amortizado até 31 de dezembro de 2014.

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

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.

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:

- 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.
- 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.
- 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 termoeletricas no Brasil, além de ser responsável pelos negócios com fertilizantes.
- 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.
- Distribuição: responsável pela distribuição de derivados, etanol e gás natural veicular no Brasil, representada pelas operações da Petrobras Distribuidora S.A.
- 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:

- 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.

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.

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.
- 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.

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.

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

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 desmantelamento de área são amortizadas nas mesmas bases dos ativos principais.

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 nº 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*).

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 Provadas, 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*.

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 termelétricas (UTE).
- 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 de 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.

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

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;
- 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 possuiriam 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:

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/CPC 15), 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 <i>hedge</i> continua aplicável. Institui novos requisitos relacionados a contabilidade de <i>hedge</i> .	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.

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.

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

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

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

	Consolidado					
	2014			2013		
	A vencer	Vencido	Total	A Vencer	Vencido	Total
Clientes						
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.....	6.569	437	7.006	1.553	2.763	4.316
Terceiros.....	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 termoeletrica (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, conseqüentemente, 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 majoradas junto aos consumidores finais e a respectiva disponibilização, na CCC, para reembolso de parte expressiva dos custos aos produtores de energia.

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 ⁽¹⁾	951	939	557	697
Biocombustíveis.....	398	370	45	44
Fertilizantes	91	60	91	55
	25.781	28.915	20.890	24.048
	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

⁽¹⁾ 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.

11. Investimentos

11.1. Investimentos diretos (Controladora)

Empresas Consolidadas

Empresas Consolidadas	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
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
Ibitermo 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
Termoeletrica 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.

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 Electricité 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.

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., Termoceará 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.

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

11.2. Mutações dos investimentos (Controladora)

	Saldo em 31.12.2013	Aquisição e aporte de capital	Transações de capital	Reorganizações, redução de capital e outros	Resultado de participação em investimentos (*)	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
Termomacacé 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)	-
Termoçu.....	666	-	-	(683)	17	-	-	-
Termoçarã.....	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.

11.3. Investimentos (Consolidado)

Investimentos avaliados por equivalência patrimonial	Investimentos		Equivalência	
	2014	2013	2014	2013
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)
Petroway 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		Cotação em bolsa de valores (R\$ por ação)		Valor de mercado		
	2014	2013	Tipo	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:

	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, termoe-létricas, 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%

	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%

12. Imobilizado

12.1. Por tipo de ativos

	Consolidado				Contro-ladora	
	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens	Ativos em cons-trução	Gastos c/ exploração e desenv. Produ-ção de petróleo e gás (campos produtores) (*)		
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)	20 (3 a 31) (**)	-	Método da uni-dade 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 transmitem 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).

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

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

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.

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 Guarará (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.

13. Intangível

13.1. Por tipo de ativos

	Consolidado				Controladora	
	Direitos e Concessões	Adquiridos	Softwares Desenvolvidos Internamente	Ágio (goodwill)	Total	Total
Saldo em 1º de janeiro de 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:

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 (UGCs) 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, hidrotreatamento de diesel e nafta, geração de hidrogênio, tratamento de amônia, tratamento de água ácida e regeneração cáustica, bem como as unidades auxiliares.

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:

Ativo ou UGC, por natureza	Consolidado			Segmento	Comentários
	Valor contábil líquido	Valor Recuperável	Perda por desvalorização ^(*)		
Campos de Produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs). Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços....	17.067	12.918	4.149	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a)
Campos de produção de óleo e gás no exterior.....	2.898	1.474	1.424	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (b)
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.

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

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:

	Consolidado						Controladora	
	Operacional						Operacional	
	Valor futuro	Juros Anuais	Valor Presente dos	Valor futuro	Juros Anuais	Valor Presente dos	Valor presente	Pagamentos
Compromissos Estimados	Recebi-mentos	Recebi-mentos	Recebi-mentos	Paga-mentos	Paga-mentos	Paga-mentos	Paga-mentos	Paga-mentos
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

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).

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

	Controladora					
	31.12.2014					
	Jan-Dez/2014	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Total
Por operação	Resultado					
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)
Em 2013.....	129.272	9.020	2.364	11.384	(36.098)	(46.071)

	Controladora					
	31.12.2014					
	Jan-Dez/2014	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Total
Por empresa	Resultado					
Subsidiárias e Controladas (*)						
Petrobras Distribuidora - BR.....	94.780	2.365	6.616	8.981	(275)	(20)
PIB-BV Holanda.....	19.872	2.279	94	2.373	(28.405)	(76.474)
Gaspetro.....	9.721	1.452	868	2.320	(440)	–
PNBV.....	1.861	2.836	23	2.859	(4.031)	–
Transpetro.....	725	356	–	356	(941)	–
Fundo de Investimento Imobiliário.....	(178)	63	–	63	(233)	(1.098)
Termoelétricas.....	(165)	65	227	292	(92)	(1.002)
TAG.....	(851)	402	–	402	(2.233)	–
Outras Controladas.....	5.878	1.329	393	1.722	(960)	–
	131.643	11.147	8.221	19.368	(37.610)	(78.594)
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)
Outras Coligadas.....	5	5	5	10	(79)	–
	18.071	540	5	545	(243)	(72)
	149.463	11.687	8.226	19.913	(38.352)	(80.795)

(*) 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)

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.

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

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	PNBV	PGF	PGT	TAG	Outros	
					Total	Total
2014.....	–	–	–	–	–	8.271
2015.....	7.077	3.320	3.984	–	52	14.433
2016.....	2.340	15.783	–	–	–	18.123
2017.....	2.707	12.617	–	–	797	16.121
2018.....	8.259	14.693	9.297	–	872	33.121
2019.....	7.305	20.625	18.328	–	–	46.258
2020 em diante.....	12.416	77.588	22.259	12.721	1.728	126.712
	40.104	144.626	53.868	12.721	3.449	254.768

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:

	Consolidado					
	2014			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.

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	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Salários e benefícios.....	9,7	1,2	10,9	8,8	1,1	9,9	9,7	1,2	10,9	8,8	1,1	9,9
Encargos sociais (*).....	2,6											

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

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

21. Tributos

21.1. Tributos correntes

	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	-	-
	2.823	2.484	657	659	1.297	1.468

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:

	Imobilizado		Empréstimos, contas a receber/pagar e financiamentos	Arrendamentos mercantís financeiros	Provisão para processos judiciais	Prejuízos fiscais	Estoques	Juros sobre capital próprio	Outros	Total	Total
	Custo com prospecção	Outros									
Em 1º de janeiro de 2013.....	(25.905)	(6.357)	1.147	(1.202)	707	2.267	955	2.146	4.378	(21.864)	(22.708)
Reconhecido no resultado do exercício.....	(5.500)	(3.208)	644	(122)	270	7.912	386	1.013	(1.718)	(323)	(1.413)
Reconhecido no patrimônio líquido.....	-	-	3.037	120	-	162	-	-	(3.501)	(182)	(1.045)
Ajuste acumulado de conversão.....	-	(157)	12	-	(2)	(58)	(3)	1	(175)	(382)	-
Outros (*).....	-	337	(192)	(10)	(18)	988	8	(15)	1.094	2.192	907
Em 31 de dezembro de 2013.....	(31.405)	(9.385)	4.648	(1.214)	957	11.271	1.346	3.145	78	(20.559)	(24.259)
Reconhecido no resultado do exercício.....	(4.844)	10.172	779	(85)	420	6.752	(21)	(3.162)	(1.986)	8.025	8.555
Reconhecido no patrimônio líquido.....	-	-	4.734	(97)	-	(459)	-	-	3.175	7.353	6.815
Ajuste acumulado de conversão.....	-	(184)	9	-	(4)	338	10	(2)	(177)	(10)	-
Outros (*).....	-	(46)	(15)	(177)	24	(130)	-	-	156	(188)	(173)
Em 31 de dezembro de 2014.....	(36.249)	557	10.155	(1.573)	1.397	17.772	1.335	(19)	1.246	(5.379)	(9.062)
Impostos diferidos ativos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.647	-
Impostos diferidos passivos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(23.206)	(24.259)
Em 31 de dezembro de 2013.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(20.559)	(24.259)
Impostos diferidos ativos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.673	-
Impostos diferidos passivos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.052)	(9.062)
Em 31 de dezembro de 2014.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.379)	(9.062)

(*) 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 efetuadas.

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

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 Petros 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 Petros 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

Demais impostos e contribuições

	Ativo Circulante		Ativo não circulante		Passivo Circulante	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
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

	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
Impostos no país:				
ICMS / ICMS Diferido.....	3.829	3.125	1.940	1.981
PIS e COFINS / PIS e COFINS Diferido.....	1.639	4.405	7.003	8.918
CIDE.....	35	46	-	-
Participação especial/Royalties.....	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte.....	-	-	-	-
Outros.....	106	237	-	-
	5.609	7.813	8.943	10.899

	Consolidado										Controladora
	Custo com prospecção	Outros	Empréstimos, contas a receber/pagar e financiamentos	Arrendamentos mercantís financeiros	Provisão para processos judiciais	Prejuízos fiscais	Estoques	Juros sobre capital próprio	Outros	Total	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)	(22.708)
Reconhecido no resultado do exercício.....	(5.500)	(3.208)	644	(122)	270	7.912	386	1.013	(1.718)	(323)	(1.413)
Reconhecido no patrimônio líquido.....	-	-	3.037	120	-	162	-	-	(3.501)	(182)	(1.045)
Ajuste acumulado de conversão.....	-	(157)	12	-	(2)	(58)	(3)	1	(175)	(382)	-
Outros (*).....	-	337	(192)	(10)	(18)	988	8	(15)	1.094	2.192	907
Em 31 de dezembro de 2013.....	(31.405)	(9.385)	4.648	(1.214)	957	11.271	1.346	3.145	78	(20.559)	(24.259)
Reconhecido no resultado do exercício.....	(4.844)	10.172	779	(85)	420	6.752	(21)	(3.162)	(1.986)	8.025	8.555
Reconhecido no patrimônio líquido.....	-	-	4.734	(97)	-	(459)	-	-	3.175	7.353	6.815
Ajuste acumulado de conversão.....	-	(184)	9	-	(4)	338	10	(2)	(177)	(10)	-
Outros (*).....	-	(46)	(15)	(177)	24	(130)	-	-	156	(188)	(173)
Em 31 de dezembro de 2014.....	(36.249)	557	10.155	(1.573)	1.397	17.772	1.335	(19)	1.246	(5.379)	(9.062)
Impostos diferidos ativos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.647	-
Impostos diferidos passivos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(23.206)	(24.259)
Em 31 de dezembro de 2013.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(20.559)	(24.259)
Impostos diferidos ativos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.673	-
Impostos diferidos passivos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.052)	(9.062)
Em 31 de dezembro de 2014.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.379)	(9.062)

a proporção quanto às contribuições normais vertidas no exercício em que for apurado aquele resultado.

Em 31 de dezembro de 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 Petros de Seguridade Social

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

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

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 Bolívia-Brasil – 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.

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

	2014					Consolidado 2013				
	Planos de pensão Petros	Planos de pensão Petros 2	Plano de saúde – AMS	Outros planos	Total	Planos de pensão Petros	Planos de pensão Petros 2	Plano de saúde – AMS	Outros planos	Total
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

b) Componentes do custo de benefício definido

	Consolidado				
	Plano de Pensão Petros	Plano de Pensão Petros 2	Saúde AMS	Outros Planos	Total 2014
Custo do serviço.....	137	79	422	25	663
Juros líquidos sobre Passivo/(Ativo) líquido.....	1.744	37	2.292	37	4.110
Outros.....	–	–	–	–	–
Custo Líquido do Exercício.....	1.881	116	2.714	62	4.773
Relativa a empregados ativos:					
Absorvida no custeio das atividades operacionais	602	61	812	–	1.475
Diretamente no resultado	329	50	424	57	860
Relativa aos inativos:.....	950	5	1.478	5	2.438
Custo Líquido do Exercício.....	1.881	116	2.714	62	4.773
					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

c) Análise de sensibilidade

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

	Consolidado					
	Taxa de desconto		Custos Médicos			
	Pensão	Saúde	Saúde			
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigações atuariais.....	(6.990)	8.465	(2.721)	3.346	3.460	(2.855)
Custo do serviço e juros	(391)	485	(53)	63	142	(116)

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.

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.

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.

	2014					Consolidado 2013				
	Planos de pensão Petros	Planos de pensão Petros 2	Plano de saúde – AMS	Outros planos	Total	Planos de pensão Petros	Planos de pensão Petros 2	Plano de saúde – AMS	Outros planos	Total
Até 1 Ano	4.393	35	943	6	5.377	4.287	40	983	6	5.316
De 1 a 2 Anos	4.287	40	983	6	5.316	4.205	43	1.012	5	5.265
De 2 a 3 Anos	4.205	43	1.012	5	5.265	4.114	46	1.039	5	5.204
De 3 a 4 Anos	4.114	46	1.039	5	5.204	56.602	1.277	19.980	421	78.280
Acima de 4 Anos.....	56.602	1.277	19.980	421	78.280	73.601	1.441	23.957	443	99.442
Total.....	73.601	1.441	23.957	443	99.442					

e) Perfil de vencimento da obrigação

	Consolidado 2014				
	Plano de Pensão Petros	Plano de Pensão Petros 2	Saúde AMS	Outros planos	Total
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

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 regimento 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 ⁽¹⁾ 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

⁽¹⁾ 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.

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.

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

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:

	<u>Consolidado</u>
Saldo em 31.03.2014.....	2.396
Revisão de provisão ^(*)	47
Utilização por desligamento.....	<u>(1.408)</u>
Saldo em 31.12.2014.....	<u>1.035</u>
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.

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 2 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 nº 12.973/14, em seu capítulo I.

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:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Lucro líquido (Prejuízo) do exercício (Controladora)	(21.692)	23.408
Apropriação:		
Reserva legal	-	(1.170)
Reserva de incentivos fiscais	-	(21)
Outras reversões/adições:	<u>10</u>	<u>10</u>
Lucro (Prejuízo) básico para determinação do dividendo	<u>(21.682)</u>	<u>22.227</u>
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.....	-	<u>9.301</u>
Total de dividendos propostos.....	<u>-</u>	<u>9.301</u>

23.6. Resultado por ação

	<u>Consolidado</u>		<u>Controladora</u>	
	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).....	<u>(1,65)</u>	<u>1,81</u>	<u>(1,66)</u>	<u>1,79</u>

29. Informações por segmento

Ativo Consolidado por Área de Negócio - 31.12.2014

	<u>E&P</u>	<u>Abastecimento</u>	<u>Gás & Energia</u>	<u>Biocombustíveis</u>	<u>Distribuição</u>	<u>Internacional</u>	<u>Corporativo</u>	<u>Eliminação</u>	<u>Total</u>
Circulante.....	15.959	39.111	10.570	173	9.246	6.229	64.174	(10.439)	135.023
Não circulante.....	<u>386.519</u>	<u>146.922</u>	<u>64.780</u>	<u>2.774</u>	<u>9.934</u>	<u>28.324</u>	<u>21.850</u>	<u>(2.751)</u>	<u>658.352</u>
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.....	<u>402.478</u>	<u>186.033</u>	<u>75.350</u>	<u>2.947</u>	<u>19.180</u>	<u>34.553</u>	<u>86.024</u>	<u>(13.190)</u>	<u>793.375</u>

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

	<u>E&P</u>	<u>Abastecimento</u>	<u>Gás & Energia</u>	<u>Biocombustíveis</u>	<u>Distribuição</u>	<u>Internacional</u>	<u>Corporativo</u>	<u>Eliminação</u>	<u>Total</u>
Circulante.....	13.826	44.838	9.052	181	5.576	11.922	50.702	(12.746)	123.351
Não circulante.....	<u>343.903</u>	<u>171.931</u>	<u>55.847</u>	<u>2.622</u>	<u>11.418</u>	<u>30.532</u>	<u>16.157</u>	<u>(2.794)</u>	<u>629.616</u>
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.....	<u>357.729</u>	<u>216.769</u>	<u>64.899</u>	<u>2.803</u>	<u>16.994</u>	<u>42.454</u>	<u>66.859</u>	<u>(15.540)</u>	<u>752.967</u>

^(*) 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.

24. Receita de vendas

	<u>Consolidado</u>		<u>Controladora</u>	
	2014	2013	2014	2013
Receita bruta de vendas	408.631	370.652	336.103	299.143
Encargos de vendas	<u>(71.371)</u>	<u>(65.762)</u>	<u>(66.535)</u>	<u>(61.738)</u>
Receita de vendas ^(*)	<u>337.260</u>	<u>304.890</u>	<u>269.568</u>	<u>237.405</u>
Diesel.....	100.023	89.415	90.493	80.699
Gasolina automotiva.....	55.706	50.554	45.931	42.140
Óleo combustível (incluindo <i>bunker</i>)	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.....	<u>13.543</u>	<u>12.435</u>	<u>12.131</u>	<u>10.933</u>
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	<u>19.683</u>	<u>12.197</u>	<u>18.745</u>	<u>9.703</u>
Mercado interno.....	262.178	229.259	237.311	205.644
Exportações.....	32.633	32.767	32.257	31.761
Vendas internacionais ^(**)	<u>42.449</u>	<u>42.864</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Receitas de vendas ^(*)	<u>337.260</u>	<u>304.890</u>	<u>269.568</u>	<u>237.405</u>

^(*) 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

	<u>Consolidado</u>		<u>Controladora</u>	
	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 ^(*)	<u>(324)</u>	<u>478</u>	<u>(443)</u>	<u>8</u>
	<u>(12.207)</u>	<u>(2.347)</u>	<u>(15.436)</u>	<u>(6.794)</u>

^(*) 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).

26. Despesas por natureza

	<u>Consolidado</u>		<u>Controladora</u>	
	2014	2013	2014	2013
Matérias-primas e produtos para revenda.....	(136.809)	(129.705)	(108.570)	(98.056)
Participação governamental.....	(31.589)	(31.301)	(30.441)	(30.388)
Gastos com pessoal	(31.029)	(27.550)	(25.422)	(22.09

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 2014

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Biocombustíveis	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)

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

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Biocombustíveis	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.

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio Internacional

Demonstração do resultado	2014						
	Abaste- E&P	cimento	Gás & Energia	Distri- buição	Corpo- rativo	Elimi- nação	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						
	Abaste- E&P	cimento	Gás & Energia	Distri- buição	Corpo- rativo	Elimi- nação	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	Abaste- E&P	cimento	Gás & Energia	Distri- buição	Corpo- rativo	Elimi- nação	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

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:

Passivo não circulante	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
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:

Ativo não circulante	Consolidado		Controladora	
	2014	2013	2014	2013
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):

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

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 fretamentos 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 desembarço 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 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, Marataizes, 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 nº 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

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

Descrição dos processos de natureza fiscal Estimativa

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 <i>royalties</i> 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

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 sobreamo. 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.

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 nº 9.718/98.

Em 9 de novembro de 2005, o Supremo Tribunal Federal considerou inconstitucional o respectivo §1º do art. 3º da Lei nº 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 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.....	2.737

31. Compromisso de compra de gás natural

Em 18 de agosto de 2014, a Petrobras firmou acordo com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPF, 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 termoeletrica - 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.

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	Vencimento
	Valor nocional		Posição Ativa (Passiva)			
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013		
Derivativos não designados como Hedge						
Contratos Futuros ⁽¹⁾	(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 ⁽²⁾	(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 - <i>cross currency swap</i>	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)		

⁽¹⁾ Valor nocional em mil bbl.

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no resultado do período ⁽¹⁾		Ganho/(Perda) reconhecido(a) no patrimônio líquido ⁽²⁾		Garantias dadas como colaterais	
	2014	2013	2014	2013	31.12.2014	31.12.2013
	Derivativos de <i>commodities</i>	910	(250)	-	-	17
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 ⁽³⁾		Ganho/(Perda) reconhecido(a) no patrimônio líquido ⁽²⁾		Garantias dadas como colaterais	
	2014	2013	2014	2013	31.12.2014	31.12.2013
	(1.673)	(692)	(13.977)	(12.691)	-	-
	(836)	(1.100)	(13.960)	(12.647)	17	335

⁽¹⁾ Valores reconhecidos como resultado financeiro no período.

⁽²⁾ Valores reconhecidos como outros resultados abrangentes no período.

⁽³⁾ 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:

Operações	Risco	Consolidado		
		Cenário Provável ⁽¹⁾	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
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	Dívida.....	(3)	270	809
	Câmbio -Apreciação do JPY frente ao USD	3	(270)	(809)
Efeito Líquido		-	-	-
SWAP	Dívida.....	13	(2)	(3)
	Juros - Alta da taxa LIBOR	(13)	2	3
Efeito Líquido		-	-	-

⁽¹⁾ 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:

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

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

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	2024	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:

Instrumentos	Exposição em 31.12.2014	Risco	Cenário		
			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.

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 de 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.

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:

	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

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. Conseqüentemente, 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
Instalações, equipamentos e produtos em estoque	Incêndio, riscos operacionais e riscos de engenharia	485.410	304.375
Navios-tanque e embarcações auxiliares	Cascos	10.094	-
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.

	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 <i>commodities</i>	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 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 a *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 Companhia General de Combustibles S.A. (CGC) pelo valor de US\$ 101 milhões.

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.

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR

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

BALANÇO SOCIAL (Não Auditado)

	Consolidado					
	2014			2013		
1- Base de Cálculo						
Receita de vendas consolidada (RL).....	337.260			304.890		
Lucro (Prejuízo) antes da participação no lucro e impostos consolidados (RO).....	(24.771)			29.257		
Folha de pagamento bruta consolidada (FPB) (i).....	31.671			27.025		
	% sobre			% sobre		
	Valor	FPB	RL	Valor	FPB	RL
2- Indicadores Sociais Internos						
Alimentação.....	1.222	3,86%	0,36%	1.063	3,93%	0,35%
Encargos sociais compulsórios.....	5.774	18,23%	1,71%	5.366	19,85%	1,76%
Previdência privada.....	1.978	6,24%	0,59%	1.674	6,20%	0,55%
Saúde.....	1.477	4,66%	0,44%	1.266	4,68%	0,42%
Segurança e saúde no trabalho.....	225	0,71%	0,07%	221	0,82%	0,07%
Educação.....	242	0,76%	0,07%	215	0,80%	0,07%
Cultura.....	18	0,06%	0,01%	20	0,07%	0,01%
Capacitação e desenvolvimento profissional.....	365	1,15%	0,11%	423	1,57%	0,14%
Creches ou auxílio-creche.....	58	0,18%	0,02%	39	0,14%	0,01%
Participação nos lucros ou resultados.....	1.045	3,30%	0,31%	1.102	4,08%	0,36%
Outros.....	50	0,16%	0,01%	90	0,33%	0,03%
Total - Indicadores sociais internos	12.454	39,31%	3,70%	11.479	42,51%	3,75%
	% sobre			% sobre		
	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
3- Indicadores Sociais Externos						
Geração de renda e oportunidade de trabalho.....	87	-0,35%	0,03%	230	0,79%	0,08%
Educação para a qualificação profissional.....	73	-0,29%	0,02%	62	0,21%	0,02%
Garantia dos direitos da criança e do adolescente (I).....	78	-0,32%	0,02%	74	0,25%	0,02%
Cultura.....	143	-0,58%	0,04%	203	0,69%	0,07%
Esporte.....	98	-0,4%	0,03%	81	0,28%	0,03%
Outros.....	29	-0,12%	0,01%	25	0,09%	0,01%
Total das contribuições para a sociedade	508	-2,05%	0,15%	675	2,31%	0,22%
Tributos (excluídos encargos sociais).....	106.319	-429,21%	31,52%	101.507	346,95%	33,29%
Total - Indicadores sociais externos	106.827	-431,26%	31,67%	102.182	349,26%	33,51%
	% sobre			% sobre		
	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
4- Indicadores Ambientais						
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa.....	3.169	-12,79%	0,94%	3.219	11,00%	1,06%
Investimentos em programas e/ou projetos externos.....	108	-0,44%	0,03%	104	0,36%	0,03%
Total dos investimentos em meio ambiente	3.277	-13,23%	0,97%	3.323	11,36%	1,09%

Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa:..... () não possui metas () cumpre de 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%

	Consolidado					
	2014			2013		
5- Indicadores do Corpo Funcional						
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:.....	() direção e gerências	(X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	() direção e gerências	(X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:.....	(X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	() todos(as) + Cipa	(X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	() todos(as) + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:.....	() não se envolve	() segue as normas da OIT	(X) incentiva e segue a OIT	() não se envolverá	() seguirá as normas da OIT	(X) incentivar e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:.....	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:.....	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:.....	() não são considerados	() são sugeridos	(X) são exigidos	() não serão considerados	() serão sugeridos	(X) serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:.....	() não se envolve	() apoia	(X) organiza e incentiva	() não se envolverá	() apoiará	(X) organizar e incentivar
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (IX).....	na empresa 11.191	no Procon 36	na Justiça 146	na empresa 7.656	no Procon -	na Justiça 4
Percentual de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:.....	95,6%	44,4%	31,5%	93,7%	-	44,4%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):.....	Em 2014: 146.440			Em 2013: 193.121		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):.....	70% governo 0% acionistas	22% colaboradores(as) 23% terceiros	55% governo -15% retido	14% colaboradores(as) 5% acionistas	19% terceiros	7% retido

7 - Outras Informações

- I. Inclui R\$ 3,5 milhões de repasse ao Fundo para a Infância e a Adolescência (FIA).
 - II. Informações do Sistema Petrobras no Brasil relativas às admissões por processo seletivo público.
 - III. Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro, Liquigás, Petrobras Biocombustível e empresas subsidiárias fora do Brasil.
 - IV. Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro e Liquigás que se autodeclararam negros (cor parda e preta).
 - V. 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).
 - VI. 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.
 - VII. Informações da Petrobras Controladora.
 - VIII. 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.
 - IX. As informações na empresa incluem o quantitativo de reclamações e críticas recebidas pela Petrobras Controladora, Liquigás, Petrobras Distribuidora e área Internacional.
- (i) Composta por salários, vantagens, FGTS, INSS e demais benefícios a empregados.

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (não auditado)

Estas informações adicionais sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás da companhia foram elaboradas em conformidade com o Tópico de Codificação 932 – Atividades de Extração - Petróleo e Gás, emitido pela *Securities and Exchange Commission* (SEC). Os itens (a) a (c) contêm informações sobre custos históricos, referentes aos custos incorridos em exploração, aquisição e desenvolvimento de áreas, custos capitalizados e resultados das operações. Os itens (d) e (e) contêm informações sobre o volume de reservas provadas estimadas líquidas, a mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados relativos às reservas provadas e mudanças das estimativas dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados.

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:

	Consolidado					Investidas por	
	Brasil	Internacional			Total	Equivalência Patrimonial	Total
	América do Sul	América do Norte	África	Outros	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	-	3.351	214.510	69
Custos capitalizados brutos	492.233	8.660	13.275	-	21.944	514.177	12.158
Depreciação, Depleção e Amortização	(124.020)	(4.656)	(3.383)	-	(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)	175	190.948	2
Custos capitalizados brutos	433.582	8.424	14.802	16	23.251	456.833	9.306
Depreciação, Depleção e Amortização	(104.541)	(4.790)	(2.221)	-	(7.020)	(111.561)	(3.408)
Custos capitalizados, líquidos	329.041	3.634	12.581	16	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	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	155.195	-
Custos capitalizados brutos	374.607	12.575	10.659	8.161	31.460	406.067	1.004
Depreciação, Depleção e Amortização	(88.449)	(6.157)	(1.278)	(2.892)	(7)	(10.334)	(348)
Custos capitalizados, líquidos	286.158	6.418	9.381	5.269	21.126	307.284	656

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	
	Brasil	Internacional			Total	Equivalência Patrimonial	Total
	América do Sul	América do Norte	África ⁽¹⁾	Outros	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	1.501
Total	55.679	1.782	1.300	36	3.118	58.797	1.501
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	1.264	14.470	-
Custos de desenvolvimento	39.197	1.576	2.765	660	5.007	44.204	556
Total	58.941	2.005	3.595	663	6.271	65.212	556
31 de dezembro de 2012							
Custos de aquisição de áreas							
Provadas	-	-	-	-	-	-	-
Não provadas	-	-	-	-	-	-	-
Custos de exploração	11.086	577	1.143	175	1.896	12.982	-
Custos de desenvolvimento	31.623	1.793	2.203	583	4.701	36.324	38
Total	42.709	2.370	3.346	758	6.597	49.306	38

⁽¹⁾ 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.

	Consolidado					Investidas por	
	Brasil	Internacional			Total	Equivalência Patrimonial	Total
	América do Sul	América do Norte	África	Outros	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	(4.103)	(20)
Resultados antes dos impostos	52.141	3.878	(4.320)	(48)	279	(211)	2.163
Imposto de renda e contribuição social	(17.728)	(1.206)	(10)	-	41	(1.175)	(1.576)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	34.413	2.672	(4.330)	(48)	320	(1.386)	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)	(644)
Depreciação, depleção e amortização	(16.867)	(1.117)	(693)	(192)	(1)	(2.004)	(18.871)
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
Imposto de renda e contribuição social	(21.901)	(304)	(3)	(790)	(1)	(1.099)	(23.000)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	42.514	665	(365)	(630)	3.754	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
Intersegmentos	143.873	3.232	566	3.674	-	7.472	151.345
	145.573	5.472	603	4.393	-	10.468	156.041
Custos de produção	(52.888)	(2.664)	(79)	(348)	-	(3.091)	(55.979)
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)
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
Imposto de renda e contribuição social	(23.533)	(295)	(1)	(1.820)	2	(2.114)	(25.647)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	45.681	855	(133)	1.999	(194)	2.527	48.208

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

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 certeza razoável 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.

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

	Brasil	Internacional ^(*)				Consolidado		Investidas por
		América do Sul	América do Norte	África	Total	Óleo Sintético	Total	Equivalência Patrimonial
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas								
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

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

	Brasil	Internacional ^(*)				Consolidado		Investidas por
		América do Sul	América do Norte	África	Total	Gás Sintético	Total	Equivalência Patrimonial
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas								
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.

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	Natural	Sintético	Óleo Bruto	Sintético	Natural	Sintético	Óleo Bruto	Sintético	Natural	Sintético
	(milhões de barris) (bilhões de pés cúbicos) (milhões de barris) (bilhões de pés cúbicos) (milhões de barris) (bilhões de pés cúbicos)											
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil.....	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.

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

e) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a volumes provados de petróleo e gás e correspondentes movimentações

A mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados, referentes às reservas provadas de petróleo e gás natural mencionadas anteriormente, é feita em conformidade com o Tópico de Codificação 932 da SEC – Atividades de Extração – Petróleo e Gás Natural.

As estimativas de futuras entradas de caixa da produção 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 aplicação determinada pelo Tópico de Codificação 932 da SEC requer a adoção de premissas em relação a ocorrência e ao valor dos custos de desenvolvimento e produção futuros. Os cálculos são feitos no dia 31 de dezembro de cada exercício e não devem ser utilizados como indicativos dos fluxos de caixa futuros da Petrobras ou do valor das suas reservas de petróleo e gás natural.

As informações relativas à mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados são apresentadas originalmente em dólar norte-americano no Form 20-F da SEC e foram convertidas para o real para apresentação nestas Demonstrações Contábeis. Desta forma, visando manter a consistência com os critérios utilizados na mensuração das estimativas de futuras entradas de caixa, conforme descrito anteriormente, a taxa de câmbio utilizada para conversão de cada um dos períodos decorre da cotação média do dólar norte-americano durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinada como uma média aritmética não ponderada da cotação do primeiro dia útil de cada mês dentro desse período. As variações cambiais decorrentes desta conversão são demonstradas como ajuste acumulado de conversão nas tabelas de movimentação dos fluxos, conforme a seguir.

Fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado					Investidas por	
	Brasil				Internacional	Total	Equivalência Patrimonial
	América do Sul	América do Norte	África	Total	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.

Movimentação dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado					Investidas por	
	Brasil				Internacional (**)	Total	Equivalência Patrimonial
	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Total	Total	
Saldo em 1º de janeiro de 2014.....							
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
Saldo em 1º de janeiro de 2013.....							
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	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)	(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
Saldo em 1º de janeiro de 2012.....							
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	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)	(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	800

(*) 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.

Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

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

Conselheira

SILVIO SINEDINO PINHEIRO (*)

Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

ALDEMIR BENDINE

Presidente

ANTÔNIO SÉRGIO OLIVEIRA SANTANA (***)

Diretor Corporativo e de Serviços (em exercício)

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

HUGO REPSOLD JÚNIOR

Diretor de Gás e Energia

JOÃO ADALBERTO ELEK JÚNIOR

Diretor de Governança, Risco e Conformidade

ROBERTO MORO

Diretor de Engenharia, Tecnologia e Materiais

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.

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Administradores e Acionistas

Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

Examinamos as demonstrações contábeis individuais da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras (a "Companhia" ou "Petrobras") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2014 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e as demais notas explicativas.

Examinamos também as demonstrações contábeis consolidadas da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e suas controladas ("Consolidado") que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2014 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e as demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações contábeis

A Administração da companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e dessas demonstrações contábeis consolidadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)* e as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelo auditor e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações contábeis. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião sobre as demonstrações contábeis individuais

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras em 31 de dezembro de 2014, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações contábeis consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e suas controladas em 31 de dezembro de 2014, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)* e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfase - Base de preparação

Conforme descrito na nota explicativa 2, as demonstrações contábeis individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, essas práticas diferem das IFRS, aplicáveis às demonstrações contábeis separadas, somente no que se refere à manutenção do saldo de ativo diferido existente em 31 de dezembro de 2008, o qual foi integralmente amortizado durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2014. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Ênfase - Efeitos da Operação Lava-Jato nas operações da companhia

Chamamos a atenção para a nota explicativa 3 às demonstrações contábeis, que descreve os reflexos da "Operação Lava-Jato" sobre a Companhia, abrangendo:

(i) a baixa contábil de R\$ 6.194 milhões nas demonstrações contábeis consolidadas (R\$ 4.788 milhões nas demonstrações contábeis individuais) referentes a gastos adicionais capitalizados indevidamente na aquisição de ativos imobilizados;

(ii) as providências que estão sendo adotadas em relação ao tema, incluindo as investigações internas que vêm sendo conduzidas por escritórios de advocacia, sob a direção de um Comitê Especial constituído pela Companhia; e

(iii) a investigação que vem sendo conduzida pela *Securities and Exchange Commission - SEC*.

Chamamos também a atenção para a nota explicativa 30.2 às demonstrações contábeis, que descreve a proposição de ações judiciais contra a companhia, para as quais uma possível perda ou intervalo possível de perdas não podem ser estimados em função do estágio preliminar em que se encontram.

Nossa opinião não está modificada em relação a esses assuntos.

Outros assuntos

Informação suplementar - Demonstrações do Valor Adicionado

Examinamos também as Demonstrações do Valor Adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, preparadas sob a responsabilidade da administração, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 22 de abril de 2015

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "F" RJ

Marcos Donizete Panassol
Contador
CRC 1SP155975/O-8 "S" RJ

PARECER DO CONSELHO FISCAL DA PETROBRAS

O Conselho Fiscal da Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, no exercício de suas funções legais e estatutárias, em reunião realizada nesta data, examinou os seguintes documentos emitidos pela PETROBRAS: I- o Relatório da Administração - Exercício de 2014; e II- o Balanço Patrimonial e as demais Demonstrações Contábeis, relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

2. Com base nos exames efetuados, considerando as práticas contábeis adotadas pela companhia, assim como o Parecer, sem ressalvas, da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, de 22/04/2015, o Conselho Fiscal, com votos contrários dos Conselheiros Fiscais Reginaldo Ferreira Alexandre e Walter Luis

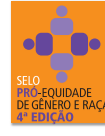
Bernardes Albertoni, opina que os documentos apresentados estão em condições de serem apreciados pela Assembleia Geral dos Acionistas da PETROBRAS.

Rio de Janeiro, 22 de abril de 2015

Paulo José dos Reis Souza – Presidente
César Acosta Rech – Conselheiro. Marisete Fátima Dadald Pereira – Conselheira
Reginaldo Ferreira Alexandre – Conselheiro. Walter Luis Bernardes Albertoni – Conselheiro.



BCBA
Bolsa de Comercio de Buenos Aires



PETROBRAS

Ministério de
Minas e Energia

