

SUMÁRIO

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

MENSAGEM DO PRESIDENTE , 5
PERFIL , 5
POSIÇÃO ACIONÁRIA , 6
DESEMPENHO DAS AÇÕES , 7
ESTRATÉGIA CORPORATIVA , 7
Plano de Negócios e Gestão 2015-2019 com Ajustes, 7
DESEMPENHO DOS NEGÓCIOS , 7
Exploração e Produção , 7
Refino, Transporte, Comercialização e Petroquímica, 9
Transporte, 10
Distribuição, 10
Gás, Energia e Gás-química, 11
Biocombustíveis, 11
Impairment, 12
INVESTIMENTOS , 12
Desinvestimentos, 12
RELACIONAMENTO COM O ACIONISTA CONTROLADOR , 12
Política de Preços , 12
OPERAÇÃO LAVA JATO , 13
AÇÃO COLETIVA (CLASS ACTION) E PROCESSOS RELACIONADOS , 13
GESTÃO , 13
Governança Corporativa, 13
Gestão de Riscos e Conformidade, 14
Ética, 15
AMBIENTE EXTERNO E MERCADO DE PETRÓLEO , 15
FUNÇÕES CORPORATIVAS , 17
Segurança, Meio Ambiente, Eficiência Energética e Saúde (SMES), 17
Responsabilidade Social, 18
Pesquisa e Desenvolvimento, 18
Recursos Humanos, 19
Informações sobre a prestação de outros serviços que não sejam de auditoria externa pelo auditor independente – Instrução CVM 381/2003 , 19
ANÁLISE FINANCEIRA , 20
Volume de Vendas, 22
<i>Impairment</i> , 22
“Operação Lava Jato” e seus reflexos na companhia , 22
Resultados Consolidados, 22
Resultado por Área de Negócio , 23
Liquidez e Recursos de Capital, 23
Endividamento, 24
Obrigações Contratuais, 25
Ativos e Passivos sujeitos à variação cambial, 25
Contingências Fiscais, 25
Despesas Tributárias, 25
GLOSSÁRIO , 25

SUMÁRIO

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

BALANÇO PATRIMONIAL,	28
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO,	30
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ABRANGENTES,	31
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO,	32
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA,	34
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO,	35
NOTAS EXPLICATIVAS,	36
1. A Companhia e suas operações,	36
2. Base de apresentação das demonstrações contábeis,	36
3. “Operação Lava Jato” e seus reflexos na Companhia,	36
4. Sumário das principais práticas contábeis,	39
5. Estimativas e julgamentos relevantes,	44
6. Novas normas e interpretações,	46
7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários,	47
8. Contas a receber,	48
9. Estoques,	50
10. Vendas e incorporações de ativos,	50
11. Investimentos,	51
12. Imobilizado,	54
13. Intangível,	55
14. Redução ao valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>),	56
15. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás,	59
16. Fornecedores,	60
17. Financiamentos,	60
18. Arrendamentos mercantis,	62
19. Partes relacionadas,	63
20. Provisões para desmantelamento de áreas,	66
21. Tributos,	67
22. Benefícios concedidos a empregados,	69
23. Patrimônio líquido,	74
24. Receita de vendas,	75
25. Outras despesas líquidas,	75
26. Custos e Despesas por natureza,	76
27. Resultado financeiro líquido,	76
28. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa,	77
29. Informações por segmento,	77
30. Processos judiciais e contingências,	79
31. Compromisso de compra de gás natural,	83
32. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo,	83
33. Gerenciamento de riscos,	83
34. Valor justo dos ativos e passivos financeiros,	88
35. Eventos subsequentes,	88
BALANÇO SOCIAL (NÃO AUDITADO),	89
INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL (NÃO AUDITADO),	91
RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS,	99
CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA EXECUTIVA,	101
PARECER DO CONSELHO FISCAL,	102
DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E SOBRE O PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES,	103
RELATÓRIO ANUAL RESUMIDO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO,	104

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

MENSAGEM DO PRESIDENTE

Prezados Acionistas e Investidores,

Em face da nova realidade de preços do petróleo, 2015 foi um ano de grandes desafios para toda a indústria de óleo e gás. Dando continuidade aos esforços empreendidos desde o início da nossa jornada, adotamos medidas para aumentar a eficiência da companhia, ampliamos os cortes de despesas, renegociamos contratos com nossos fornecedores, conseguimos captações para rolagem da dívida em condições mais favoráveis e reduzimos nossos investimentos.

Essa estratégia garantiu que a capacidade produtiva da companhia fosse preservada e que, mesmo operando em um cenário adverso, conseguíssemos entregar um crescimento de produção acima da meta do ano. No pré-sal, ultrapassamos a barreira de 1 milhão de barris por dia, apoiados em nossa excelência tecnológica, que nos rendeu mais um prêmio OTC (Offshore Technology Conference), o mais importante do setor.

Entretanto, a despeito dos progressos obtidos, nosso resultado foi notadamente impactado pela queda do preço da *commodity* e pela desvalorização cambial. Mas ressalto que, sob a ótica de caixa, nossa geração operacional superou os investimentos, invertendo os recentes resultados negativos e ajudando na elevação do nosso caixa e na redução da dívida líquida.

Permanecemos absolutamente comprometidos com os objetivos de redução da alavancagem e de geração de valor aos acionistas. E é por esta razão que, nas revisões do nosso Plano de Negócios e Gestão, priorizamos investimentos que maximizam o retorno sobre o capital empregado, focando especialmente na exploração e produção do pré-sal. Também seguimos trabalhando para atingir as metas do programa de desinvestimentos, um dos componentes para a consecução destas metas.

Outro destaque importante é o novo modelo de governança da companhia. Além de adequar sua estrutura aos objetivos estabelecidos no Plano de Negócios, esta mudança fortalece nossa gestão através do maior controle e conformidade nos processos e da ampliação da responsabilização dos executivos, conferindo ao cotidiano de toda a empresa a agilidade, a transparência e a eficiência necessárias para superarmos nossos desafios.

Finalizo esta mensagem reforçando que em 2016 trabalharemos com ainda mais firmeza e dedicação para garantir a construção de um futuro promissor.

Aldemir Bendine

Presidente

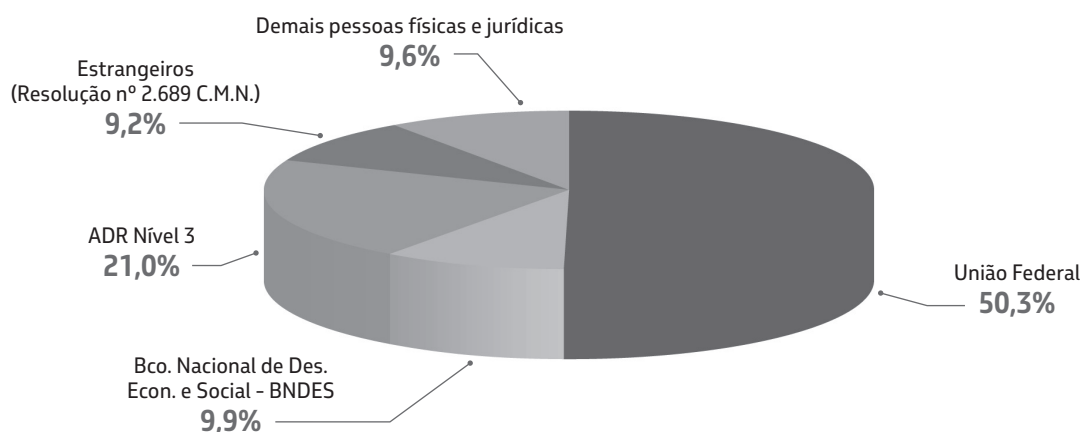
PERFIL

Somos uma sociedade anônima de capital aberto que atua de forma integrada e especializada na indústria de óleo, gás natural e energia. Estamos presentes nos segmentos de exploração e produção, refino, comercialização, transporte, petroquímica, distribuição de derivados, gás natural, energia elétrica, gás-química e biocombustíveis.

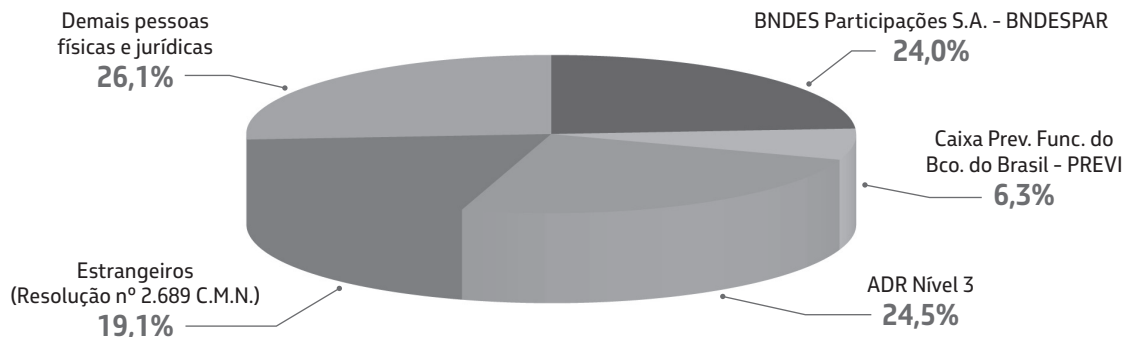
POSIÇÃO ACIONÁRIA

31 DE DEZEMBRO DE 2015

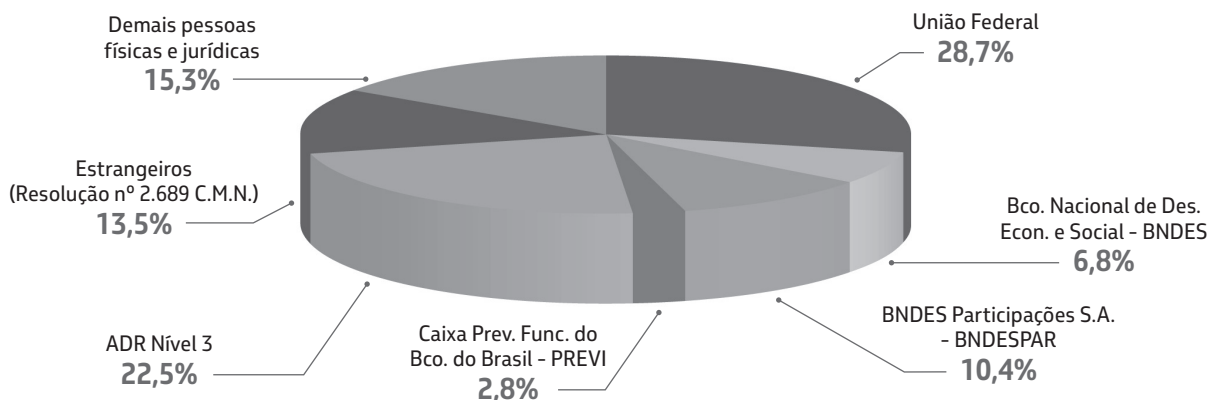
CAPITAL VOTANTE - AÇÕES ORDINÁRIAS



CAPITAL NÃO VOTANTE - AÇÕES PREFERENCIAIS



CAPITAL SOCIAL



DESEMPENHO DAS AÇÕES

Em 2015, diversos fatores 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 13% em relação ao ano anterior.

Como reflexo desse cenário e da queda do preço internacional do petróleo, nossas ações fecharam o ano em baixa. As ordinárias (PETR3) caíram 11% e as preferenciais (PETR4) 33%, sendo cotadas a R\$ 8,57 e R\$ 6,70, respectivamente, em 30 de dezembro de 2015. Com a queda das cotações, nosso valor de mercado nessa data ficou em R\$ 101 bilhões (US\$ 25 bilhões).

Na Bolsa de Nova York (Nyse), onde são negociados os recibos ordinários (PBR) e preferenciais (PBR/A), a queda chegou a 41% e 55%, respectivamente, impactada também pela desvalorização de 47% do real frente ao dólar. Em 31 de dezembro de 2015, a cotação da PBR fechou em US\$ 4,30 e a da PBR/A, em US\$ 3,40.

ESTRATÉGIA CORPORATIVA

PLANO DE NEGÓCIOS E GESTÃO 2015-2019 COM AJUSTES

O Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2015-2019, aprovado pelo Conselho de Administração (CA) em junho de 2015, tem como objetivos fundamentais a desalavancagem da companhia e a geração de valor para os acionistas.

O Plano prevê o retorno às seguintes metas: alavancagem líquida¹ inferior a 40% até 2018 e a 35% até 2020, e endividamento líquido/EBITDA inferior a 3,0x até 2018 e a 2,5x até 2020.

Em janeiro de 2016, o CA aprovou ajustes no PNG 2015-2019 (PNG 2015-2019 com Ajustes), baseados nos novos patamares de preço do petróleo e taxa de câmbio, visando preservar os objetivos fundamentais estabelecidos no Plano original.

Revisamos as premissas de preço de petróleo (Brent) e taxa de câmbio adotadas nas projeções de investimentos e custos. O PNG 2015-2019 com Ajustes utiliza o Brent médio de US\$ 45/barril para 2016, ante uma estimativa de US\$ 70/barril no Plano original. Já a taxa de câmbio para 2016 passou de R\$ 3,26/US\$ para R\$ 4,06/US\$.

A carteira de investimentos do PNG 2015-2019 com Ajustes mantém a prioridade para projetos de Exploração e Produção de petróleo no Brasil, com ênfase no pré-sal. Nas demais áreas de negócios, os investimentos destinam-se, basicamente, à manutenção das operações e a projetos relacionados ao escoamento da produção de petróleo e gás natural. O valor de investimento do PNG 2015-2019 com Ajustes, de US\$ 98,4 bilhões, representa uma redução de US\$ 32 bilhões em relação ao inicialmente previsto (US\$ 130,3 bilhões) e está assim distribuído:

INVESTIMENTOS 2015-2019		
	US\$ bilhões	%
Exploração e Produção *	80,0	81
Abastecimento **	10,9	11
Gás e Energia	5,4	6
Demais áreas ***	2,1	2
Total	98,4	100

* Inclui investimento no exterior (US\$ 4,9 bilhões)

** Inclui a Petrobras Distribuidora

*** Engenharia, Tecnologia e Materiais; Financeira; Corporativa e de Serviços; Governança, Risco e Conformidade; e Presidência

Desse total, investimos US\$ 23,1 bilhões em 2015 e projetamos uma realização de US\$ 20 bilhões para 2016.

Mantivemos a previsão de US\$ 15,1 bilhões em desinvestimentos para o biênio 2015-2016, dos quais já realizamos US\$ 0,7 bilhão em 2015.

No PNG 2015-2019 com Ajustes, mantivemos a previsão de adoção de medidas de otimização e ganhos de produtividade para reduzir os

Gastos Operacionais Gerenciáveis². Ações já identificadas demonstram que podemos alcançar esse resultado por meio de maior eficiência na gestão de serviços contratados; racionalização das estruturas e reorganização dos negócios; otimização dos custos de pessoal; e redução nos custos de aquisição de insumos e nos custos logísticos de transporte. Ressaltamos que o PNG 2015-2019 está sujeito a diversos fatores de risco que podem impactar nossas projeções, tais como:

- mudanças de variáveis de mercado, como preço do petróleo e taxa de câmbio;
- operações de desinvestimentos e outras reestruturações de negócios sujeitas às condições de mercado vigentes à época das transações;
- alcance das metas de produção de petróleo e gás natural, em um cenário de dificuldades com fornecedores no Brasil.

DESEMPENHO DOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

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. O objetivo é desenvolver e explorar reservas de maneira segura e rentável.

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.

Em 2015, houve uma grande redução dos preços internacionais do petróleo. O preço médio do Brent foi de US\$ 52,46, uma queda de 47% em relação a 2014, o que afetou negativamente a rentabilidade de toda a indústria, principalmente em exploração e produção, levando a postergações e cancelamentos de projetos. A fim de mitigar esse efeito, estamos tomando medidas como:

- priorização dos investimentos em desenvolvimento da produção, com foco em projetos de maior rentabilidade e geração de caixa;
- otimização dos projetos refletindo os ganhos operacionais, como a redução do tempo de perfuração e completação de poços no pré-sal e a revisão do número de poços necessários, diante do aumento da produtividade dos reservatórios;
- redução de custos operacionais através da melhoria da eficiência e da renegociação de condições contratuais com nossos fornecedores;
- desinvestimentos de ativos no Brasil e no exterior.

Em fevereiro de 2016, entrou em produção o FPSO Cidade de Maricá (campo de Lula Alto), que se juntará a mais dois novos sistemas a serem instalados na província do pré-sal no decorrer desse ano: FPSO Cidade de Saquarema (campo de Lula Central) e FPSO Cidade de Caraguatuba (campo de Lapa). A entrada em operação dessas três plataformas, em conjunto com o *ramp up* do FPSO Cidade de Itaguaí (campo de Iracema Norte), será importante para a geração de caixa e o alcance das nossas metas de produção no ano.

REGIÕES DE ATUAÇÃO

Brasil

O foco de nossa atuação é o Brasil. O processo principal de aquisição de blocos exploratórios é feito por meio de licitações realizadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Temos contratos regidos por três modelos regulatórios: concessão, cessão onerosa e partilha de produção.

Nossos principais campos em produção atualmente seguem o regime de concessão. Já os campos que seguem os regimes de cessão onerosa e partilha de produção representarão grande parte de nossa produção a médio e longo prazos.

Em 2010, assinamos o contrato de cessão onerosa, pelo qual adquirimos o direito de produzir até cinco bilhões de barris de óleo

¹ Endividamento Líquido/(Endividamento Líquido + Patrimônio Líquido)

² Custos e despesas totais, excluindo-se a aquisição de matérias-primas

equivalente (boe), em áreas selecionadas do pré-sal. Com relação a contratos de partilha de produção, o único que temos assinado com a ANP, até o momento, é para o campo de Libra, na Bacia de Santos.

Nosso portfólio doméstico na área de exploração é constituído por 146 blocos exploratórios, totalizando uma área de 82.442 km², dos quais 33.316 km² em terra e 49.126 km² no mar. Estamos atuando em 43 Planos de Avaliação de Descobertas (PADs), sendo 40 em áreas exclusivamente exploratórias e três em áreas de *ring fence*.

No desenvolvimento e operação da produção, nosso portfólio doméstico é composto por 362 campos com contratos de concessão e 10 campos sob contrato de cessão onerosa, totalizando 372 campos de petróleo e gás natural.

Exterior

Nossa atuação internacional tem foco na América Latina, nos Estados Unidos e na África.

Na América Latina, atuamos na Argentina, Bolívia, Colômbia, México e Venezuela, com portfólio composto por 49 ativos (27 de produção, 21 de exploração e 1 de transporte). Desse total, operamos 32 ativos (15 de produção e 17 de exploração), sob quatro tipos de contratos de exploração e produção: concessão (Argentina e Colômbia); operação ou serviço petrolero (Bolívia); contrato de serviços (México); e participação acionária minoritária (Venezuela).

Nos Estados Unidos, atuamos com foco em águas profundas no Golfo do México, onde nosso portfólio inclui 8 ativos de produção, sendo 3 operados pela Petrobras, e 47 blocos exploratórios, todos sob contrato de concessão.

Na África, atuamos por meio da nossa participação de 50% na empresa PO&G (Petrobras Oil and Gas). Nossas atividades se concentram principalmente na Nigéria, nos campos de Akpo e Agbami. Temos ainda o projeto de desenvolvimento da produção no campo de Egina e atividade exploratória nos campos de Egina South e Preowei, todos sob o regime contratual de Partilha de Produção. No Gabão, exploramos os blocos de Ntsina Marin e Mbeli Marin.

EXPLORAÇÃO

A atividade exploratória gera descobertas de reservatórios de hidrocarbonetos, cujos volumes são incorporados às nossas reservas de acordo com os resultados dos Planos de Avaliação de Descoberta (PADs). No Brasil, em 2015, perfuramos 51 poços exploratórios – 35 em terra e 16 no mar – e obtivemos índice de sucesso exploratório de 78%. No pré-sal, perfuramos 7 poços, com índice de sucesso de 86%. No exterior, foram perfurados 8 poços – 6 em terra, na Argentina, e 2 no mar, no Golfo do México – também com índice de sucesso de 86%.

Nossos investimentos em exploração somaram R\$ 7,4 bilhões no ano, sendo R\$ 7 bilhões no Brasil. Esses investimentos abrangem, principalmente, os custos de perfuração, levantamentos sísmicos e aquisição de blocos.

DECLARAÇÕES DE COMERCIALIDADE EM 2015

País	Campo	Bacia	Volume Recuperável (milhões boe)	Qualidade (API)	% Petrobras
Brasil	Sépia Leste	Santos	130	26	80
Brasil	Jandaia Sul	Recôncavo	0,8	37	100

PRODUÇÃO

Em 2015, produzimos no Brasil, em média, 2.128 mil barris por dia (bpd) de petróleo, o que representa um aumento de 4,6% em relação ao ano anterior e 0,15% acima dos 2.125 mil bpd previstos para o ano no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019. Se considerada também a extração de gás natural, que cresceu 9,8% em comparação ao ano anterior, a produção total chega a 2.597 mil barris de óleo equivalente por dia (boed) – 5,5% mais que os 2.461 mil de 2014.

A média anual em 2015 da produção operada na camada pré-sal, que inclui a produção da Petrobras e parceiros, foi recorde, atingindo uma média de 767 mil bpd de petróleo, superando a produção de 2014 em 56%.

Produção Petrobras	Brasil		Exterior		Total	
	2014	2015	2014	2015	2014	2015
Petróleo (mil bpd)	2.034	2.128	116	99	2.150	2.227
Gás (milhões m ³ /d)	67,8	74,5	15,9	15,4	83,7	89,9
Total (mil boed)	2.461	2.597	209	190	2.670	2.786

O rápido crescimento da produção da plataforma P-58, no complexo do Parque das Baleias, na porção capixaba da Bacia de Campos, e do FPSO Cidade de Mangaratiba, que opera no campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos, foi um dos destaques na expansão da produção. Houve, ainda, a antecipação – de novembro para julho – do início da operação do FPSO Cidade de Itaguaí no campo de Iracema Norte, na Bacia de Santos.

O desempenho das demais frentes de produção também teve papel decisivo no alcance da meta de 2015. A produção do campo de Marlim se estabilizou acima dos 200 mil bpd, e o campo de Roncador, ambos na Bacia de Campos, chegou ao seu pico, ao superar os 400 mil bpd.

No exterior, a produção média de petróleo em 2015 foi de 99 mil bpd, 14,4% abaixo dos 116 mil bpd do ano anterior. Essa redução ocorreu, principalmente, em função da conclusão da venda de ativos na Colômbia e no Peru, ainda em 2014, e na Argentina, em março de 2015. Essas operações tiveram seus efeitos parcialmente compensados pela entrada em produção dos campos de Saint Malo (dezembro/2014) e Lucius (janeiro/2015), nos Estados Unidos.

Já a produção média de gás natural no exterior ficou em 15,4 milhões m³ por dia – 3,1% abaixo dos 15,9 milhões m³ por dia de 2014. O início

PRINCIPAIS DESCOBERTAS EM 2015

País	Bacia	Concessão	Área/Poço	Nome do Poço (ANP)	Ambiente	Lâmina d'água (m)	% Petrobras
Brasil	Santos	BM-S-8	Carcará NW	3-BRSA-1216DA-SPS	Mar	2.024	66%
Brasil	Santos	Libra	Libra C1	3-BRSA-1267-RJS	Mar	2.158	40%
Brasil	Sergipe-Alagoas	BM-SEAL-11	Farfan	9-BRSA-1280D-SES	Mar	2.496	60%
Brasil	Sergipe-Alagoas	BM-SEAL-11	Farfan	3-BRSA-1286-SES	Mar	2.469	60%
Brasil	Campos	BM-C-35	Basilisco	1-BRSA-1289-RJS	Mar	2.215	65%
Brasil	Santos	BM-S-8	Carcará N	3-BRSA-1290-SPS	Mar	2.072	66%
Brasil	Amazonas	AM-T-84	Jusante do Anebã	1-BRSA-1293-AM	Terra	-	60%
Brasil	Sergipe-Alagoas	BM-SEAL-10	Moita Bonita	3-BRSA-1296-SES	Mar	2.988	100%
Brasil	Espírito Santo	ES-T-495	Guayacan	1-BRSA-1302-ES	Terra	-	100%
Brasil	Sergipe-Alagoas	BM-SEAL-4	Poço Verde 4	3-BRSA-1303-SES	Mar	2.479	75%
Brasil	Santos	Libra	Libra NW3	3-BRSA-1305A-RJS	Mar	1.952	40%
Brasil	Santos	Libra	Libra C2	3-BRSA-1310-RJS	Mar	2.050	40%
Brasil	Potiguar	BM-POT-17	Pitu N 1	3-BRSA-1317-RNS	Mar	1.805	40%

da operação do campo de Hadrian South, em março de 2015, nos Estados Unidos, e o começo da produção dos novos poços em Rio Neuquén, na Argentina, foram parcialmente compensados pela venda de ativos no Peru e na Argentina. Com isso, produzimos 190 mil boed no exterior – 9,4% menor que os 209 mil boed de 2014.

Consolidando as produções no Brasil e no exterior, alcançamos dois novos recordes: nossa produção total de petróleo foi de 2.227 mil bpd, 3,6% superior ao volume de 2014 (2.150 mil bpd), enquanto a produção total de óleo e gás foi de 2.786 mil boed, um crescimento de 4,3% em relação ao ano anterior (2.670 mil boed).

Para 2016, nossa meta de produção de petróleo no Brasil é de 2.145 mil bpd, o que representa um aumento de 0,8% em relação a 2015.

RESERVAS

Segundo os critérios ANP/SPE, em 31 de dezembro de 2015, as nossas reservas provadas de óleo, condensado e gás natural atingiram 13,3 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), conforme a tabela abaixo. Em 2014, estes volumes eram de 16,6 bilhões de boe.

Reservas Provadas (critérios ANP/SPE)	Brasil		Exterior		Total	
	2014	2015	2014	2015	2014	2015
Petróleo (bilhões bbl)	13,686	10,705	0,270	0,241	13,956	10,946
Gás (bilhões m³)	396,895	347,607	27,146	24,842	424,041	372,450
Total (bilhões boe)	16,183	12,891	0,429	0,387	16,612	13,279

Em 2015, incorporamos um volume de 16 milhões de boe de reservas provadas, relativo a descobertas de novas acumulações próximas à infraestrutura existente nos campos de Albacora Leste (Bacia de Campos), de Golfinho (Bacia do Espírito Santo) e de El Mangrullo (Bacia Neuquina, na Argentina), e à declaração de comercialidade do campo de Jandaia Sul, na Bahia.

As revisões das estimativas anteriores resultaram numa redução de 2,4 bilhões de boe em nossas reservas provadas, relacionadas a critérios técnicos e fatores econômicos.

Os desinvestimentos resultaram em uma redução de 22 milhões de boe de reservas no Brasil (Bacia de Campos) e na Argentina (Bacia Austral).

A extração do petróleo e do gás natural representou uma redução de 932 milhões de boe nas reservas provadas. Esse volume inclui a produção de xisto, porém, não inclui o volume extraído em Testes de Longa Duração (TLDs), nem a produção da Bolívia. Os TLDs ocorrem em áreas exploratórias onde ainda não foi declarada a comercialidade do campo e, portanto, não há reserva associada. Na Bolívia, a Constituição não permite que as reservas sejam registradas pelo concessionário.

O balanço entre apropriações, revisões, vendas e produção das nossas reservas, no Brasil e no exterior, resultou em uma redução de 3,3 bilhões de boe nas reservas provadas, como demonstrado na tabela a seguir.

Composição das Reservas Provadas (Brasil e exterior, em bilhão de boe, Critério ANP/SPE)	2015	2014	2013
Reservas Provadas no início do ano	16,612	16,565	16,440
Apropriações e Revisões	-2,379	+1,107	+1,141
Venda de reservas <i>in situ</i>	-0,022	-0,164	-0,156
Produção	-0,932	-0,896	-0,861
Reservas Provadas no fim do ano	13,279	16,612	16,565

A relação entre o volume de reservas e o volume produzido é de 14,2 anos, sendo de 14,6 anos no Brasil. O Índice de Desenvolvimento (ID), relação entre as reservas provadas desenvolvidas e as reservas provadas, foi de 44,5% em 2015.

REFINO, TRANSPORTE, COMERCIALIZAÇÃO E PETROQUÍMICA

Nossa área de Abastecimento é responsável pelo refino, transporte e comercialização de petróleo e derivados, norteadas pela estratégia de

incrementar a eficiência de nossos ativos para atender ao mercado interno. No segmento petroquímico, atuamos prioritariamente em parcerias, de forma integrada aos nossos demais negócios.

REFINO

Em 2015, nossas 13 refinarias no Brasil, com capacidade total de 2.176 mil bpd, processaram 1.976 mil bpd de petróleo e líquido de gás natural (LGN) e produziram 2.026 mil bpd de derivados. Do volume total do petróleo processado, 86% foram provenientes de campos brasileiros.

Registramos recorde de produção do óleo diesel S-10 no Brasil, totalizando 201 mil bpd, volume 40% superior ao produzido em 2014. O óleo diesel S-10 tem teor de enxofre máximo de 10 partes por milhão e seu principal benefício é a redução das emissões de gases poluentes pelos veículos.

No exterior, nossas três refinarias processaram 138 mil bpd de petróleo e LGN e produziram 149 mil bpd de derivados.

Nos Estados Unidos, por meio da Pasadena Refining System (PRSI), operamos uma refinaria com capacidade de processar 100 mil bpd de petróleo.

No Japão, em abril de 2015, decidimos encerrar as operações de refino da Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha (NSS), com capacidade de processar 100 mil bpd de petróleo, em Okinawa. Manteremos a continuidade das atividades da NSS como terminal marítimo.

Na Argentina, por meio da participação na Petrobras Argentina S.A. (PESA), operamos a Refinaria de Bahia Blanca, com capacidade de processar 30,5 mil bpd de petróleo.

Novos Empreendimentos

Refinaria Abreu e Lima (Rnest)

O primeiro trem de refino está operando com carga limitada de 74 mil bpd de óleo. Para alcançar a capacidade total de 115 mil bpd, retomaremos as obras da unidade de abatimento de emissões de enxofre (SNOX) em 2016, com previsão de partida em 2017. O segundo trem, com capacidade de processar 115 mil bpd, tem previsão de partida para o final do ano de 2018, conforme PNG 2015-2019 com Ajustes.

Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj)

Estamos estruturando um modelo de negócios, que inclui parcerias, para a conclusão do projeto do primeiro trem da refinaria do Comperj. As obras da central de utilidades do complexo seguem em andamento, para dar suporte à partida da unidade de processamento de gás natural.

COMERCIALIZAÇÃO

Mercado Interno

Comercializamos 2.234 mil bpd de derivados de petróleo no mercado interno, volume 9% menor que o de 2014.

As vendas de óleo diesel caíram 8%, devido aos seguintes fatores: menor atividade econômica, cujos reflexos foram fortemente sentidos pela demanda de transporte, em particular o rodoviário; aumento do teor de biodiesel na mistura com o diesel; redução dos investimentos em obras de infraestrutura; diminuição da nossa participação de mercado devido às maiores importações por terceiros; e menor utilização do produto em termelétricas.

A comercialização de gasolina apresentou queda de 11%, influenciada pelo aumento da demanda por etanol hidratado. Em 2014, os estoques de etanol foram elevados e garantiram a maior oferta do produto, permitindo o aumento do teor de etanol anidro na mistura com a gasolina de 25% para 27%.

As vendas de GLP caíram 1%, afetadas pela retração da produção industrial, do setor de serviços e do consumo das famílias.

Observou-se, também, uma retração de 13% nas vendas de óleo combustível, provocada pela redução nas entregas ao segmento de geração de energia e pela menor produção industrial.

As vendas de nafta petroquímica diminuíram 18%, principalmente devido às renegociações contratuais de nafta em 2015, que suspenderam as regras de retiradas mínimas pela Braskem e de entregas pela Petrobras durante alguns meses do ano.

Exportações x Importações

As exportações de petróleo chegaram a 360 mil bpd, um aumento de 55% em relação ao volume de 2014, devido ao crescimento da produção doméstica de óleo. Já as vendas de derivados para o mercado externo ficaram em 149 mil bpd, uma queda de 6% causada pela menor produção de óleo combustível.

As importações de petróleo totalizaram 277 mil bpd, uma redução de 29% em relação a 2014, enquanto as de derivados somaram 256 mil bpd, uma queda de 38%. O menor volume importado de derivados foi consequência da retração do mercado interno.

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\$ 651 milhões.

PETROQUÍMICA

Atuamos no segmento petroquímico através das seguintes empresas controladas, coligadas ou controladas em conjunto (participações em 31 de dezembro de 2015):

- Braskem S.A. (36,20%) – produz principalmente eteno, polietileno, polipropileno e PVC;
- Deten Química S.A. (27,88%) – produz matéria-prima para detergentes: Linear Alquilbenzeno (LAB), Ácido Linear Alquilbenzeno Sulfônico (LAS) e Alquilados Pesados (ALP);
- 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 – PetroquímicaSuape (100%) e Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco – Citepe (100%) – produzem ácido tereftálico purificado (PTA), resina PET (polietileno tereftalato) e filamentos de poliéster.

TRANSPORTE

TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO

Nossa subsidiária Petrobras Transporte (Transpetro) é responsável pela movimentação e armazenamento de petróleo, gás natural, derivados e biocombustíveis, com operação em 49 terminais (21 terrestres e 28 aquaviários), 55 navios, 7.517 km de oleodutos e 7.151 km de gasodutos.

Além de atender às nossas áreas de produção de petróleo e gás, logística, refino e distribuição, a Transpetro transporta cargas importadas e exportadas de petróleo e de outros produtos, tendo como principais clientes, além do Sistema Petrobras, empresas distribuidoras e petroquímicas. No Brasil, a subsidiária possui instalações em 20 das 27 unidades da federação.

Em 2015, a frota de navios da Transpetro movimentou 66,3 milhões de toneladas de petróleo e derivados, 6,9% a mais que em 2014. Pelos oleodutos e terminais, a subsidiária transportou 620 milhões de m³ de líquidos, 5,3% a menos que no ano anterior. A média diária de transporte de gás natural foi de 74,8 milhões de m³, 1,3% inferior à média de 2014.

TRANSPORTE MARÍTIMO

O Programa de Modernização e Expansão da Frota (Promef) da Transpetro prevê a construção de navios em estaleiros no Brasil, de forma a renovar a frota, incorporando novas tecnologias às operações.

Em 2015, a Transpetro recebeu quatro navios petroleiros previstos no Promef: Marcílio Dias, André Rebouças e José do Patrocínio (quinto, sexto e sétimo, respectivamente, da série Suezmax), e o Oscar Niemeyer, o primeiro gaseiro do Sistema Petrobras construído no Brasil, totalizando 13 embarcações entregues.

TRANSPORTE RODOVIÁRIO

O serviço de transporte rodoviário movimentou 602 mil m³ de derivados claros e 1,1 milhão de toneladas de derivados escuros. Também transportou granéis sólidos, químicos e gás, totalizando 132 mil

toneladas. A Transpetro realizou mais de 50 mil viagens em 2015, com destaque para o transporte de 744 mil toneladas de óleo combustível 1A e 445 mil m³ de gasolina C5+.

TERMINAIS E OLEODUTOS

Nesse segmento de operações, os principais destaques foram:

- início da prestação de serviço de manutenção de faixas de dutos da Unidade de Operações de Exploração e Produção do Espírito Santo (UO-ES). São cerca de 250 km de faixas de oleodutos e gasodutos;
- obtenção de licença do Instituto Estadual do Ambiente (Inea) para o funcionamento da Estação de Tratamento de Efluentes do Terminal de Angra dos Reis, que começou a descartar efluentes tratados, com importantes ganhos ambientais e economia de custos;
- início da pré-operação de duas unidades do Terminal de Cabiúnas (RJ), que integram as obras de ampliação para receber o gás natural proveniente do pré-sal. Com essas unidades, a Transpetro aumentou a capacidade de processamento de condensado de gás natural de 4,5 mil m³/dia para 6 mil m³/dia;
- início da operação remota do Terminal Terrestre de Itajaí (SC) pelo Centro Nacional de Controle Operacional, passando a realizar as operações de carregamento rodoviário e entre tanques. O monitoramento ininterrupto do terminal garante maior flexibilidade e mais segurança às operações, otimizando a capacidade das instalações sem realização de investimentos;
- sucessivos recordes na entrega de *bunker* nos portos brasileiros pelos terminais aquaviários da Transpetro. Em agosto, a movimentação do produto alcançou 456 mil toneladas. Em 2015, o volume foi de 5,4 milhões de toneladas, 9,47% maior em relação ao registrado em 2014;
- substituição das monoboias do Terminal de Tramandai/RS (Tedut) por equipamentos mais modernos. As monoboias são os principais equipamentos do Tedut, terminal responsável pela logística de suprimento e escoamento da Refinaria Alberto Pasqualini (Refap).

GASODUTOS E PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL

Com a operação de uma rede de 7.151 km de gasodutos e 12 estações de compressão, totalizando 432 mil HP de potência instalada, a Transpetro movimentou a média de 74,8 milhões de metros cúbicos por dia (m³/dia) de gás natural em 2015, volume 1,3% inferior à média de 2014.

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 11,4 milhões de m³/dia e 794 m³/dia, respectivamente. O terminal tem capacidade de processamento de 28,4 milhões de m³ de gás natural e 6 mil m³ de condensado de gás natural por dia.

DISTRIBUIÇÃO

A Petrobras Distribuidora atua na comercialização e distribuição de derivados de petróleo e de biocombustíveis em todo o Brasil, por meio de uma rede de 8.176 postos de serviços e de 14.286 clientes consumidores. É líder desse mercado, contando com um *market share* de 35,1% em 31 de dezembro de 2015.

A Petrobras Distribuidora comercializou 53,4 milhões de m³ de combustíveis em 2015, volume 7% inferior ao registrado em 2014, em função, principalmente, da retração da atividade econômica no país. A receita operacional líquida foi de R\$ 96,9 bilhões, com prejuízo líquido de R\$ 1,2 bilhão.

No mercado externo, atuamos no segmento de distribuição no Chile, onde temos 279 postos de serviço; na Argentina, com 265 postos; no Paraguai, com 180 postos; no Uruguai, com 87 postos; e na Colômbia, com 115 postos. Nosso *market share* em cada um desses países é de 12,5%, 6,1%, 19,5%, 22,7% e 4,1%, respectivamente.

INVESTIMENTOS

A Petrobras Distribuidora investiu R\$ 747,6 milhões em 2015. Do total, R\$ 369,8 milhões destinaram-se à manutenção e à ampliação da infraestrutura logística; R\$ 135,6 milhões ao desenvolvimento e à modernização da rede de postos; R\$ 105,9 milhões ao segmento

de aviação e R\$ 20,6 milhões à distribuição de gás e à comercialização de energia.

GÁS, ENERGIA E GÁS-QUÍMICA

Nossa área de Gás e Energia é responsável pelo processamento, transporte, distribuição e comercialização de gás natural, pela geração e venda de energia elétrica e pela produção e comercialização de fertilizantes. Atua de forma conjunta com a área de Exploração e Produção no Brasil, visando compatibilizar a oferta e a demanda de gás e também atender ao consumo interno das operações da área de Abastecimento.

A monetização do gás natural das bacias sedimentares do Brasil é um dos principais objetivos estratégicos da área de Gás e Energia. O crescimento da produção nacional de petróleo, por ser proveniente de campos associados, promove também o aumento da oferta de gás. Essa elevação tem contribuído para o aumento da confiabilidade no fornecimento do produto, tanto para consumo interno, como para os contratos com as companhias distribuidoras e para a geração termelétrica, reduzindo progressivamente a necessidade de importação.

GÁS NATURAL

A oferta de gás natural ao mercado brasileiro foi, em média, de 95 milhões de m³/dia. Desse total, 44,9 milhões de m³/dia foram provenientes da produção nacional. A regaseificação representou 18 milhões de m³/dia nos terminais de gás natural liquefeito (GNL) em Pecém (CE), na Baía de Guanabara (RJ) e na Bahia. A importação da Bolívia contribuiu com 32,1 milhões de m³/dia.

Do total ofertado, o nosso sistema de transporte de gás natural consumiu 1,7 milhão de m³/dia. Nossa malha de gasodutos de transporte manteve-se em 9.190 km.

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Vendemos gás natural por meio de 48 contratos firmados com 19 companhias distribuidoras, tanto para o segmento térmico, quanto para o segmento não térmico, incluindo unidades cogeneradoras.

Em 2015, fornecemos uma média de 93,3 milhões de m³/dia de gás natural para o mercado. Desse volume, 41 milhões de m³/dia destinaram-se ao mercado termelétrico, 14,7 milhões de m³/dia às unidades de refino e às fábricas de fertilizantes e 37,5 milhões de m³/dia às distribuidoras de gás para atendimento do mercado não termelétrico.

Distribuição de Gás Natural

No negócio de distribuição de gás natural, somos controladores, com 51% de participação, da Petrobras Gás (Gaspetro), *holding* que consolida nossas participações societárias nas distribuidoras estaduais de gás natural, com exceção da distribuidora de gás natural do Espírito Santo, controlada integralmente pela Petrobras Distribuidora. As distribuidoras nas quais temos participações comercializaram 32,6 milhões de m³/dia. O volume movimentado por essas companhias foi 2,8% inferior ao de 2014.

Projetos Concluídos

- Colocamos em operação dois pontos de entrega de gás natural – Itapetininga e Itirapina, ambos em São Paulo;
- Iniciamos as operações, em abril, da Unidade de Tratamento Cástico (UTC) da Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA), em São Paulo, para tratar o gás liquefeito de petróleo (GLP) produzido naquela unidade, adequando-o a requisitos regulatórios por meio de dois módulos de tratamento com capacidade de processar 2 mil m³/d de GLP cada;
- Gasoduto Rota 2 – gasoduto que interligará o polo pré-sal da Bacia de Santos ao Terminal de Cabiúnas (Tecab), em Macaé (RJ). Com 401 km e capacidade para escoar 13 milhões de m³/dia, começou a operar em fevereiro de 2016;
- Unidade de Processamento de Gás Natural da Rota 2 – situada em Cabiúnas, permitiu a ampliação da capacidade de processamento diário de gás do polo pré-sal da Bacia de Santos do Sistema Tecab-Reduc (Refinaria Duque de Caxias) de 23 milhões para 28,4 milhões de m³/dia. A obra permitiu, também, que o processamento de

condensado do Tecab passasse de 4,5 mil para 6 mil m³/dia. Essa unidade começou a operar em fevereiro de 2016.

Projetos em Andamento

Gasodutos

- Gasfor II (CE) – trecho de Horizonte a Caucaia, com 83,2 km; tem início de operação previsto para outubro de 2017;
- Gasoduto Rota 3 – gasoduto 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 no mar e 48 em terra. A conclusão está prevista para 2019.

Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs)

- Tratamento Complementar no Tecab – permitirá o recebimento e tratamento no Tecab de até 2,9 milhões m³/dia adicionais de gás do polo pré-sal da Bacia de Santos e viabilizará o escoamento, via Gasduc II, desse adicional para processamento nas unidades da Rota 3 no Comperj. A conclusão está prevista para maio de 2016;
- Unidade de Processamento de Gás Natural da Rota 3 – situada no Comperj, terá condições para processar 21 milhões de m³/dia de gás natural procedente do polo pré-sal da Bacia de Santos. O início de operação dos dois módulos de 10,5 milhões de m³/dia cada está previsto para 2019.

ENERGIA ELÉTRICA

Nosso parque gerador, com capacidade instalada de 6,1 mil MW, é composto por 20 usinas termelétricas próprias e alugadas, movidas a gás natural ou óleo combustível. Incluindo as usinas com geração a partir de fontes renováveis e os projetos em que temos participação minoritária, nossa capacidade de geração de energia elétrica totalizou 6,5 mil MW.

Em 2015, geramos 4,6 mil megawatts médios (MWmed) de energia elétrica para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse resultado é similar ao de 2014, devido ao despacho contínuo do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em face dos baixos níveis de água dos reservatórios das hidrelétricas. Vendemos 854 MWmed de energia elétrica no ambiente de comercialização livre e 3,2 mil MWmed no ambiente regulado.

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 de 530 MW, atende ao contrato do Leilão de Energia A-3, de 2011. A entrada em operação comercial do ciclo simples ocorreu em março de 2014 e a do ciclo combinado, em janeiro de 2015;
- Usina Termelétrica Sepê 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. A implementação foi concluída em março de 2015.

FERTILIZANTES

Nossa área de Gás e Energia é responsável por três fábricas de fertilizantes: Fafen-BA, Fafen-SE e Fafen-PR. Em 2015, produzimos 1,1 milhão de toneladas de amônia (das quais 847 mil toneladas utilizadas na produção de ureia) e 1,4 milhão de toneladas de ureia.

As obras da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (MS) foram interrompidas e seu cronograma de implantação está sendo reavaliado. Cancelamos o projeto da planta de amônia da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados V.

BIOCOMBUSTÍVEIS

Nossa subsidiária Petrobras Biocombustível atua na produção de biodiesel e de etanol. Compete à empresa gerir nossa participação no mercado de biocombustíveis, integrando a atuação das áreas de produção, logística e comercialização, explorando sinergias com o Sistema Petrobras. A empresa vem adotando medidas e ações para

umentar a competitividade e a eficiência em custos, visando a uma atuação sustentável.

BIODIESEL E SUPRIMENTO AGRÍCOLA

A Petrobras Biocombustível tem capacidade de produção de 886 mil m³/ano de biodiesel, por meio de participação em cinco usinas no país. Desse total, as três usinas próprias, Candeias (BA), Quixadá (CE) e Montes Claros (MG), respondem por 478 mil m³/ano e passaram por importantes melhorias operacionais em 2015. A usina de Guamaré (RN) operou por quatro meses e foi descontinuada em novembro em função de sua baixa escala de produção.

Nas outras duas unidades, localizadas em Marialva (PR) e Passo Fundo (RS), com capacidade total de 390 mil m³/ano, a Petrobras Biocombustível atua por meio de gestão compartilhada com a empresa BS Bios Sul Brasil, na qual temos participação. Todas as usinas possuem o Selo Combustível Social, em conformidade com as diretrizes do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel.

Além dos ativos de produção de biodiesel, a empresa desenvolve, em parceria com a Galp Energia, o Programa Belem, que 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 2015, a área plantada com palma, no Pará, totalizou 42 mil hectares. Em função de priorização de investimentos, a instalação das extratoras de óleo de palma no Brasil e a construção da planta industrial de *green diesel* em Portugal foram postergadas, ainda sem data para retomada.

A Petrobras Biocombustível atua, ainda, na extração e comercialização de óleos de mamona, algodão e girassol por meio da sua participação na Bioóleo, empresa localizada em Feira de Santana (BA). A coligada tem capacidade para processar 130 mil t/ano de grãos e refinar 60 mil t/ano de óleo de soja ou 48 mil t/ano de óleo de algodão. Suas operações contribuem para a manutenção do Selo Combustível Social.

ETANOL

A Petrobras Biocombustível atua no segmento de etanol, com gestão compartilhada em três empresas: Bambuí Bioenergia, Guarani e Nova Fronteira. A capacidade total de moagem dessas coligadas é de 31,2 milhões de t/ano de cana-de-açúcar.

Ao final de 2015, a safra de cana-de-açúcar da Bambuí Bioenergia permitiu uma moagem de 1,2 milhão de toneladas de cana-de-açúcar e uma produção de 103 mil m³ de etanol hidratado. Apesar de esses volumes representarem, respectivamente, aumentos de 8% e 10% em relação à safra anterior, a empresa passa por dificuldades de caixa devido ao aumento dos custos operacionais e ao elevado endividamento.

Na Guarani, a Petrobras Biocombustível subscreveu, em outubro de 2015, o último aporte programado no Acordo de Investimentos. A integralização ocorreu em janeiro de 2016, aumentando sua participação acionária de 42,95% para 45,97%. A moagem da cana-de-açúcar totalizou 20,1 milhões de toneladas; a produção de etanol 681 mil m³ e a de açúcar 1.494 mil toneladas.

Na Nova Fronteira Bioenergia S.A., devido à sua alta produtividade agrícola e eficiência operacional, a moagem de cana-de-açúcar foi de 4,8 milhões de toneladas e a produção de etanol, 393 mil m³, mantendo sua posição de maior usina exclusiva de etanol do país.

Nossas pesquisas para o desenvolvimento de etanol celulósico de segunda geração avançaram conforme o planejado em 2015. A Petrobras Biocombustível aguarda, porém, melhores condições econômicas para retomar estudos visando à implantação de uma unidade industrial.

IMPAIRMENT

Para obter informações sobre *impairment* nas áreas de negócios consulte a nota explicativa 14 das demonstrações contábeis neste Relatório da Administração.

INVESTIMENTOS

Nossos investimentos totalizaram R\$ 76,3 bilhões em 2015, alocados prioritariamente nas atividades exploratórias, no

desenvolvimento da produção e na ampliação da infraestrutura logística para escoamento de petróleo e derivados. Os recursos também se destinaram à manutenção e ampliação do parque de refino e à construção e expansão da malha de gasodutos e unidades de processamento de gás natural, responsáveis pelo escoamento e tratamento da produção do pré-sal.

Na área de E&P, aplicamos R\$ 63,3 bilhões. Desse total, R\$ 7,4 bilhões foram direcionados à exploração, R\$ 55,9 bilhões ao desenvolvimento da produção, infraestrutura e suporte. Os investimentos se destinaram ao desenvolvimento da produção de novos campos, à manutenção da produção em campos antigos e à melhoria da infraestrutura logística e tecnológica. Iniciamos em 2015 a operação das plataformas Cidade de Itaguaí, no campo de Lula, área de Iracema Norte, e P-61, no campo de Papa-Terra.

Na área de Abastecimento, aportamos R\$ 8,4 bilhões, principalmente em manutenção e ampliação do parque de refino. Aplicamos R\$ 941 milhões na Refinaria Abreu e Lima (Rnest), visando à conclusão do primeiro trem, e R\$ 2,2 bilhões na instalação do Complexo Petroquímico do Estado do Rio de Janeiro (Comperj), com foco na implantação das facilidades que irão atender à unidade de tratamento de gás natural.

Destinamos R\$ 2,6 bilhões à área de Gás e Energia. Parte dos recursos foi aplicada na construção e ampliação da capacidade dos gasodutos e unidades de processamento do gás natural produzido pelos projetos do pré-sal. Iniciamos a operação do ciclo combinado de duas usinas termelétricas, a UTE Baixada Fluminense e a UTE Sepé Tiarajú, com capacidade de geração de 530 MW e 248,6 MW, respectivamente.

Na área de Distribuição, investimos R\$ 853 milhões, dando prioridade à ampliação da capacidade logística para atendimento à demanda doméstica.

DESINVESTIMENTOS

Realizamos duas alienações previstas no Plano de Desinvestimentos para o biênio 2015-2016, estimado em US\$ 15,1 bilhões:

- totalidade dos ativos na Bacia Austral, na província de Santa Cruz, na Argentina, para a Companhia General de Combustibles S.A., por US\$ 101 milhões;
- 49% do capital social da Petrobras Gás S.A. (Gaspetro), *holding* que consolida nossas participações societárias nas distribuidoras estaduais de gás natural no Brasil, para a Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda., por R\$ 1,9 bilhão.

RELACIONAMENTO COM O ACIONISTA CONTROLADOR

Somos uma sociedade de economia mista, criada pela Lei nº 2004/53 para executar o monopólio da União Federal referente às atividades de petróleo, gás e seus derivados. A partir da edição da Lei nº 9478/97, passamos a atuar no mercado em regime de livre concorrência.

A legislação brasileira exige que a União Federal, nosso acionista controlador, detenha a maioria das nossas ações com direito a voto, tendo o poder de eleger a maioria dos integrantes do Conselho de Administração e, por meio deste, os diretores responsáveis pela gestão da companhia.

POLÍTICA DE PREÇOS

Nossa política de preços busca, no longo prazo, alinhar os preços internos do petróleo e dos derivados aos praticados no mercado internacional, evitando repassar os reflexos da volatilidade dessas cotações e do câmbio no curto prazo. Assim, mesmo buscando a convergência no longo prazo, podemos passar por períodos em que os preços dos nossos produtos não estejam alinhados aos internacionais.

Como consequência, em função da quantidade e intensidade das variações das cotações internacionais do petróleo e derivados e do real em relação ao dólar, em certos intervalos de tempo, podemos optar

por não reajustar os preços de venda dos nossos produtos no Brasil, o que se reflete em nossos resultados operacionais.

OPERAÇÃO LAVA JATO

Em 2009, 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". A partir de 2014 e ao longo de 2015, 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 empresas que, entre 2004 e abril de 2012, organizaram-se em cartel para obter contratos com a Petrobras, impondo gastos adicionais nestes contratos e os utilizando 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 nesse esquema.

Em conexão com a investigação, ex-executivos da Petrobras foram presos, denunciados e/ou condenados em primeira instância por lavagem de dinheiro, organização criminosa e corrupção passiva. Outros ex-executivos da companhia e executivos de empresas fornecedoras de bens e de serviços para a Petrobras foram ou poderão ser denunciados na investigação.

Para mais informações sobre a "Operação Lava Jato", consulte as notas explicativas neste Relatório da Administração.

AÇÃO COLETIVA (CLASS ACTION) E PROCESSOS RELACIONADOS

A partir de dezembro de 2014, diversas ações judiciais foram propostas contra a Petrobras, nos EUA, por investidores que alegam ter sofrido perdas por terem adquirido, entre 2010 e 2015, valores mobiliários da companhia negociados na Bolsa de Nova York (Nyse) ou em outras transações ocorridas naquele país. Atualmente, enfrentamos, perante a Corte Federal para o Distrito Sul de Nova York, uma Ação Coletiva e vinte e oito ações propostas por investidores individuais perante a citada corte em Nova Iorque, além de uma ação proposta por investidor individual na Corte Federal para o Distrito Leste da Pensilvânia, todas com alegações similares.

Os autores alegam que a Petrobras, por meio de fatos relevantes e outras informações arquivadas na Securities and Exchange Commission (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, eficácia de seus controles internos sobre as demonstrações contábeis e políticas anticorrupção, o que teria, supostamente, elevado artificialmente o preço dos valores mobiliários da companhia.

Em fevereiro de 2016, o juiz emitiu decisão certificando duas classes de investidores. A primeira, cujos pleitos se baseiam no *Securities Act*, será representada pelos autores *Employees' Retirement System of the State of Hawaii* e *North Carolina Department of State Treasurer*; a segunda, cujos pleitos se baseiam no *Exchange Act*, será representada pelo autor *Universities Superannuation Scheme Limited*. Ambas as classes têm como advogados o escritório Pomerantz LLP.

As ações ainda estão em andamento, com possibilidade de recurso, e envolvem questões complexas, sujeitas a incertezas substanciais e que dependem de fatores como: ineditismo de teses jurídicas; ritmo do procedimento probatório (*discovery*), cronograma definido pela corte; tempo das decisões judiciais; obtenção de provas em poder de terceiros ou oponentes; decisão da corte em questões-chave; análises de peritos; potencial de as partes iniciarem negociações e intenção das partes contrárias de negociar de boa-fé um potencial acordo. Além disso, as pretensões formuladas são amplas, abrangem vários anos, visam atividades em diversas áreas da Petrobras e os autores não indicaram o montante do dano alegado na ação coletiva

ou nas ações individuais. As incertezas inerentes a todas essas questões afetam o montante e o tempo da decisão final dessas ações. Consequentemente, não podemos estimar com confiança a potencial perda nesses litígios. Contratamos um escritório de advocacia norte-americano especializado e iremos nos defender firmemente em relação às alegações feitas.

GESTÃO

GOVERNANÇA CORPORATIVA

Nossa estrutura de governança corporativa é formada por Assembleia Geral de Acionistas; Conselho de Administração (CA) e seus comitês; Conselho Fiscal; auditorias interna e externa; Ouvidoria Geral e Canal de Denúncia; e Diretoria Executiva e seus comitês.

Os membros do Conselho de Administração são eleitos na Assembleia Geral de Acionistas. Atualmente, contamos com dez conselheiros, dos quais sete, incluindo o presidente do Conselho, são indicados pelo acionista controlador; um pelos detentores minoritários de ações ordinárias; um pelos titulares de ações preferenciais (excluído o acionista controlador); e um pelos empregados, conforme estabelecido no Estatuto Social que, a partir de 2015, passou a prever membros suplentes por um prazo de dois anos.

Em 2015, foram formalizados cinco comitês estatutários vinculados ao Conselho de Administração: Estratégico; Financeiro; Auditoria; Segurança, Meio Ambiente e Saúde; e Remuneração e Sucessão. Esses comitês são formados por integrantes do colegiado e/ou por pessoas de mercado de notória experiência e capacidade técnica. Sua finalidade é assessorar o CA por meio de análises e recomendações sobre matérias que necessitem de maior aprofundamento antes de serem submetidas à deliberação do colegiado.

Em fevereiro de 2016, o Comitê de Auditoria foi efetivamente instalado e, conforme determina o seu regimento interno, integrado exclusivamente por membros do Conselho de Administração.

A área de Governança, Risco e Conformidade (GRC) começou a atuar em 2015 com a missão de assegurar a conformidade de processos e mitigar riscos, dentre eles os de fraude e de corrupção, garantindo a aderência a leis, normas, padrões e regulamentos internos e externos. O diretor dessa área foi eleito a partir de uma lista triplíce elaborada por uma empresa especializada em seleção de executivos do mercado. O mesmo tem um 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.

Em 2015, o Conselho de Administração aprovou o processo de reestruturação da Ouvidoria Geral, o que incluiu a seleção de um novo ouvidor geral e a instituição de um canal de denúncia independente. A escolha do ouvidor geral foi realizada pelo Conselho com base em uma lista de profissionais elaborada por empresa especializada em seleção de executivos e analisada pelo Comitê de Auditoria e pelo Comitê de Remuneração e Sucessão.

Também iniciamos o projeto de revisão do nosso modelo de governança e gestão, a partir do qual será definida nova estrutura organizacional e os comitês de assessoramento à Diretoria Executiva. Ainda no conjunto de ações adotadas visando aprimorar e fortalecer nossa governança corporativa, revisamos instrumentos como o Estatuto Social, as Diretrizes de Governança Corporativa e os Regimentos Internos do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva e dos Comitês de Assessoramento do CA.

Adicionalmente, a alta administração promoveu a revisão de limites de alçada do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva e adotou o modelo de autorização compartilhada, que prevê a substituição das decisões individuais pelas colegiadas.

COMITÊ DE AUDITORIA

Composto por membros independentes, em 2015 realizou 29 reuniões ordinárias envolvendo membros da Diretoria Executiva, Gerentes Executivos, Auditores Internos, Auditores Independentes e o Conselho Fiscal.

Entre as suas atribuições encontram-se a análise da integridade das demonstrações financeiras trimestrais e anual, assim como do relatório de transações com partes relacionadas. Também avalia a efetividade dos processos de auditoria e da estrutura de controles internos.

Adicionalmente, o Comitê monitorou a exposição da companhia a riscos e solicitou reuniões a fim de tomar conhecimento das suas principais estratégias de negócios.

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 voltadas para a gestão de riscos nas próprias áreas de negócios.

À Gerência Executiva 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;
- disseminar conhecimentos sobre gerenciamento de riscos;
- apoiar os gerentes na elaboração e implementação das medidas necessárias para garantir o alinhamento da exposição aos níveis toleráveis de riscos.

Em junho, o Conselho de Administração aprovou a Política de Gestão de Riscos Empresariais, que explicita autoridades, responsabilidades, os princípios e as diretrizes que devem nortear as iniciativas associadas à gestão de riscos no Sistema Petrobras.

A Política de Gestão de Riscos Empresariais está plenamente aderente a referências metodológicas mundialmente reconhecidas, tais como COSO-ERM (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) e ISO 31000, além de atender às orientações emanadas do Guia de Orientação para Gerenciamento de Riscos Corporativos do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC).

Destaca-se, nessa Política, uma abordagem mais abrangente da gestão de riscos empresariais, que associa a visão econômico-financeira tradicional ao gerenciamento de fatores que representem ameaças à vida, à saúde e ao meio ambiente (SMES); à proteção do patrimônio e das informações empresariais (Segurança Patrimonial); e ao combate à fraude e corrupção (Conformidade Legal), entre outros riscos empresariais.

A Política de Gestão de Riscos Empresariais permite que qualquer funcionário tenha acesso aos termos e conceitos comuns ao tema, às iniciativas que estão sendo desenvolvidas e aos responsáveis pela gestão de cada um dos Riscos Empresariais a que estamos expostos. Esses Riscos Empresariais são classificados em cinco agrupamentos: Estratégico, Financeiro, Conformidade, Negócios e Operacionais.

CONFORMIDADE

Nossa Gerência Executiva de Conformidade vem trabalhando para implementar atividades de controle e conformidade, objetivando a redução de riscos de fraude e de corrupção, dentre outros, reportando à alta administração as ações e resultados em todo o Sistema Petrobras.

Somos oficialmente reconhecidos como vítima dos crimes apurados na “Operação Lava Jato” pelos investigadores e pelo juiz responsável pelo julgamento dos processos criminais. Assim, temos tomado as medidas necessárias para recuperar danos sofridos pela companhia, inclusive os relacionados à nossa imagem corporativa.

Ingressamos nas cinco ações civis públicas por atos de improbidade administrativa ajuizadas pelo Ministério Público Federal, em fevereiro de 2015, e em outra ação de mesmo objeto ajuizada pela

União Federal, incluindo pedido de indenização por danos morais. Adicionalmente, ingressamos nas ações penais como assistentes de acusação e renovamos o nosso compromisso de continuar cooperando para a elucidação dos fatos e comunicá-los regularmente aos nossos investidores e ao público em geral.

À medida que as investigações da “Operação Lava Jato” resultem em acordos de leniência com as empresas investigadas ou em acordos de colaboração com indivíduos que concordem em devolver recursos, podemos ter direito a receber uma parte.

Nesse sentido, já retornaram aos nossos cofres, como ressarcimento dos danos à companhia, R\$ 229,7 milhões, referentes à parte do montante repatriado pelas autoridades.

Comitê de Correição

Criamos o Comitê de Correição para orientar, uniformizar e acompanhar a aplicação de sanções disciplinares em casos relacionados à fraude ou à corrupção na companhia. Vinculado ao diretor de Governança, Risco e Conformidade, o Comitê é composto pelos gerentes executivos do Jurídico, de Recursos Humanos e de Conformidade e por um secretário executivo.

Comunicação e Treinamento

Para divulgar as atividades que estamos desenvolvendo, criamos um movimento de conscientização destinado à força de trabalho denominado “Petrobras em *Compliance*”. Disseminamos informações por meio de comunicados, reforçando nossos valores éticos e de conduta, e produzimos publicações, reportagens e vídeos com o presidente e com o diretor e gestores da área de Governança, Risco e Conformidade.

Também promovemos, em parceria com a Universidade Petrobras, treinamentos presenciais e à distância, além de palestras, para toda a força de trabalho. Membros da nossa alta administração participaram de um curso sobre legislação anticorrupção, incluindo o Foreign Corrupt Practices Act dos Estados Unidos.

Agentes de *Compliance*

Indicamos cerca de 100 empregados para atuar como Agentes de *Compliance*, com o objetivo de colaborar no desdobramento das nossas ações de controle e conformidade, principalmente as relacionadas à prevenção de fraudes, corrupção e lavagem de dinheiro. Esses profissionais têm o compromisso de incentivar discussões sobre o assunto que incluem o desdobramento das orientações e demais temas relacionados ao Programa Petrobras de Prevenção da Corrupção.

Due Diligence de Integridade

A fim de mitigar os riscos de integridade nas nossas contratações de bens e serviços, passamos a requerer, desde agosto, um novo critério de avaliação de fornecedores, denominado “Critério Integridade”.

Em atendimento a esse critério, todas as empresas interessadas em iniciar um processo de inscrição, renovação ou reclassificação em nosso cadastro precisam fornecer informações sobre sua estrutura organizacional e de negócios, seu relacionamento com agentes públicos, seu histórico de integridade, seu relacionamento com terceiros e seu programa de integridade. Essas informações visam subsidiar o procedimento de *Due Diligence* de Integridade (DDI), cujo resultado é a atribuição do Grau de Risco de Integridade (GRI) do fornecedor, que pode ser alto, médio ou baixo.

O GRI, assim como o resultado das avaliações técnica, legal, econômica e de segurança, meio ambiente e saúde (SMS), é considerado na seleção de empresas a serem convidadas a participar de nossos processos licitatórios. De agosto a dezembro, foram abertos aproximadamente 8,4 mil processos de DDI pelo Sistema de Cadastro.

Canal de Denúncia Especializado e Independente

Reestruturamos a Ouvidoria Geral, gestora do Canal de Denúncia, visando dar maior eficácia aos seus processos e controles, além de garantir confidencialidade ao denunciante; sigilo e integridade das informações; rastreabilidade dos processos; e tratamento da totalidade das denúncias.

Administrado por uma empresa externa, Contato Seguro, o novo Canal de Denúncia, único para todo o Sistema Petrobras, é responsável pelo recebimento e registro formal de denúncias, internas e externas, relativas a fraude, corrupção, lavagem de dinheiro e irregularidades graves, com garantia de anonimato e o compromisso, por nossa parte, de não retaliação ao denunciante.

ÉTICA

Our compromisso com a ética 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.

No Código de Ética apresentamos os princípios éticos e os compromissos de conduta que devem ser seguidos pelos integrantes do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e da Diretoria Executiva, bem como pelos empregados, estagiários e prestadores de serviços do Sistema Petrobras. O Guia de Conduta, aprovado em 2014, destina-se ao mesmo público e traz desdobramentos dos princípios do Código de Ética, com orientações práticas para as atividades do dia a dia de trabalho.

Integramos o Sistema de Gestão da Ética do Poder Executivo Federal, coordenado, avaliado e supervisionado pela Comissão de Ética Pública. Contamos com uma Comissão de Ética, que tem as atribuições de atuar como instância consultiva para os nossos dirigentes e empregados; orientar, disseminar e promover o cumprimento dos princípios éticos e dos compromissos de conduta e determinar a apuração de condutas em desacordo com as normas éticas pelas unidades responsáveis, dentre outras. Frente a uma denúncia consistente, a Comissão de Ética avalia a necessidade de criação de uma Comissão Interna de Apuração para averiguar indícios ou ocorrências de irregularidades e subsidiar medidas administrativas ou disciplinares, entre outros procedimentos cabíveis.

Implementamos, por meio da Comissão de Ética, o Sistema de Gestão da Ética da Petrobras 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. 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.

Em 2015, capacitamos 105 profissionais como multiplicadores dos princípios éticos, com a atribuição de apoiar os gestores no desenvolvimento de ações locais. Desenvolvemos uma campanha de comunicação para a força de trabalho e especificamente para os gestores, com orientações sobre a conduta ética na companhia. Promovemos ações para incentivar os empregados do Sistema Petrobras a atestarem que conhecem o Código de Ética e o Guia de Conduta.

AMBIENTE EXTERNO E MERCADO DE PETRÓLEO

A economia mundial cresceu 3,1%³ em 2015, apresentando ligeira desaceleração em relação a 2014, quando o crescimento foi de 3,4%. A expansão mais lenta da economia mundial explica-se, principalmente, pela continuidade do menor ritmo de crescimento da China, com contribuições secundárias resultantes da forte retração da economia russa e do fraco desempenho na América Latina, em particular na América do Sul. Contudo, as principais economias avançadas (EUA, Europa, Japão) registraram o mesmo ritmo de crescimento econômico ou uma aceleração, ainda que modesta.

Os EUA conseguiram manter, em 2015, o mesmo ritmo de crescimento do PIB verificado no ano anterior, de 2,4%⁴. No entanto, enquanto em 2014 esse resultado foi consequência da expansão dos investimentos e das exportações, em 2015, os principais elementos de sustentação do crescimento corresponderam à aceleração do consumo privado e a investimentos em ativos imobiliários. A

queda expressiva das exportações esteve vinculada à redução do crescimento dos principais parceiros comerciais daquele país e ao movimento generalizado de apreciação do dólar.

A taxa de desemprego continuou em queda nos EUA, chegando a 5% ao final de 2015, o que contribuiu para o crescimento mais forte do consumo. Esse bom resultado gerou ampla expectativa quanto ao aumento na taxa básica de juros (Fed Funds Rate, FFR), principalmente a partir de meados do ano. No entanto, o Banco Central guardou até o último mês de 2015 para, finalmente, iniciar o processo de aumento na taxa básica de juros.

A Europa continuou enfrentando dificuldades para gerar políticas de crescimento da renda e do emprego. A preocupação com os cortes de gastos perdurou na esfera fiscal, porém, de forma mais amena que em 2014. A situação fiscal grega foi pacificada, por enquanto, com um novo acordo entre o país e seus credores, incluindo uma renegociação das dívidas e prazos de pagamento. O Reino Unido (fora da zona do euro, mas importante influenciador) aprovou uma nova legislação fiscal, mais rígida. Permaneceu a preocupação com os desequilíbrios internos nos países da zona do euro. Enquanto Alemanha, Reino Unido e Espanha obtiveram bons resultados, França e Itália ainda enfrentam dificuldades para uma recuperação mais consistente. No conjunto, o PIB da economia europeia aumentou 1,5% em 2015.

O Japão assistiu ao retorno do crescimento econômico, registrando uma taxa de 0,7%, contra uma queda de 0,1% em 2014. A continuidade dos estímulos fiscal e monetário pode estar fazendo efeito. No entanto, vem persistindo internamente a dúvida se as metas econômicas do governo japonês serão atingidas, especialmente quanto à inflação de 2% ao ano.

Na China, o ritmo da expansão da economia sofreu nova desaceleração em 2015, caindo de 7,4%, em 2014, para 6,9%⁵. A redução nas taxas de crescimento dos indicadores das vendas no varejo e dos investimentos em capital fixo resultaram na retração da demanda doméstica. As exportações, por sua vez, apresentaram resultados ainda piores, com o declínio anual no valor exportado (em US\$) de bens e serviços, o que não ocorria desde 2009.

Esse comportamento da demanda provocou desaceleração no ritmo de expansão da produção industrial chinesa e forte ampliação da capacidade ociosa. Em resposta a esses resultados, o governo chinês novamente apostou na adoção de estímulos monetários, como a redução na taxa de juros e dos depósitos compulsórios exigidos dos bancos comerciais, como forma de estimular a expansão do crédito.

Outras importantes economias emergentes, como Rússia e países da América Latina, foram afetadas pela desaceleração chinesa. Isso porque a China é um dos principais compradores de *commodities* agrícolas, minerais e metálicas, itens predominantes na pauta de exportação desses países, que assistiram à retração do volume de suas vendas externas. Além disso, a redução do crescimento chinês também contribuiu para a queda dos preços das *commodities*, o que afetou a expansão da renda nesses países.

Na Rússia, a queda dos preços de petróleo e gás, suas principais *commodities* de exportação (70% do total em 2013, segundo o Banco Mundial), agravou a situação econômica. Somando esse efeito aos embargos econômicos impostos pelos países centrais, com a justificativa do envolvimento russo nos conflitos na Ucrânia, o país sofreu queda de 3,9% do PIB em 2015. Ressalta-se o cessar fogo no conflito ucraniano, com retirada das armas da zona de conflito e a realização de novas eleições regionais, com reconhecimento do *status* especial das regiões não controladas pelo governo. As novas eleições ainda não foram realizadas nesses territórios.

Na América do Sul, a rápida redução do preço internacional das *commodities* afetou negativamente toda a região. Entre julho de 2014 e outubro de 2015, o preço do petróleo caiu 56%, o do minério de ferro, 26,9%, o do cobre, 38% e o da soja, 23,6%⁶. Como esses produtos têm peso significativo na pauta exportadora dos países do continente, a queda de seus preços levou à deterioração da conta corrente e à acentuada desvalorização cambial em quase todos

³ Estimativa publicada no World Economic Outlook, documento oficial do FMI, divulgado em 19 de janeiro de 2016

⁴ Fonte: Bureau of Economic Analysis

⁵ Fonte: National Bureau of Statistics of China

⁶ Corresponde à variação entre a média de jun/14 e a de out/15 dos *tickers* CO1, IOE1, S1 e HG1 da Bloomberg

eles. Além do setor externo, os países sul-americanos enfrentaram maiores dificuldades fiscais. Para os governos cujas receitas estão fortemente vinculadas às exportações, como Venezuela, Colômbia, Equador e Chile, o impacto da queda dos preços das *commodities* foi mais direto. Em outros casos, destaca-se o aumento dos gastos públicos, como na Argentina. Essas adversidades, agravadas pelo acirramento do ambiente político, levaram o PIB da América do Sul a cair 0,4% no biênio 2014-2015, contra um crescimento de 3% no biênio 2012-2013.

No Brasil, 2015 foi marcado por forte recessão. O PIB brasileiro caiu 3,8%, a maior queda desde 1990. Tal retração pode ser atribuída, em grande parte, ao reflexo da expressiva deterioração das expectativas de empresários industriais e do consumidor quanto ao desempenho econômico brasileiro. Com isso, verificou-se decréscimo acentuado na demanda doméstica, em particular dos investimentos e do consumo privado.

O agravamento do cenário macroeconômico também foi decisivo para a acentuada desvalorização da moeda brasileira frente ao dólar ao longo do ano. A cotação da taxa de câmbio, que iniciou 2015 a R\$ 2,69/US\$, encerrou o ano a R\$ 3,90/US\$. A taxa de câmbio média foi de R\$ 3,33/US\$.

A despeito da queda na demanda doméstica e da forte ampliação da capacidade ociosa da indústria, a inflação em 2015, medida pelo IPCA, ultrapassou o teto da meta estipulada pelo Banco Central, de 6,5%, chegando a 10,7% no acumulado do ano. A aceleração dos preços deveu-se, essencialmente, aos elevados reajustes nos preços administrados, em particular da energia elétrica e dos combustíveis, e à própria desvalorização cambial. Dado o elevado conteúdo importado das cadeias produtivas brasileiras, a desvalorização da moeda brasileira provocou um forte aumento de custos, em grande medida repassado aos preços finais dos produtores domésticos.

Além disso, os indicadores fiscais pioraram significativamente. Com a forte queda na arrecadação tributária, reflexo do desempenho do PIB, o resultado primário do setor público foi deficitário em 1,9% do PIB. A elevação dos juros, por sua vez, fez com que os pagamentos com os serviços da dívida pública atingissem cerca de 8,4% do PIB. Esses elementos causaram um déficit nominal (ou necessidade de financiamento do setor público) de 10,3% do PIB.

Essa situação levou ao crescimento de cinco pontos percentuais na relação entre o estoque da dívida bruta do governo geral e o PIB, ao longo de 2015, de 57,2% para 66,2%. A piora da situação fiscal também foi decisiva para o rebaixamento da nota de crédito do país, o que fez com que o Brasil passasse do grau de investimento para o grau especulativo nas três principais agências de classificação de risco no mundo.

Os preços do petróleo⁷ tipo Brent mantiveram-se em patamares baixos em 2015, fechando o ano em US\$ 35,75/barril. Ao considerarmos a média anual de 2015, de US\$ 52,46/barril verifica-se uma queda de 47% em relação ao ano anterior. Já 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 anual do barril do WTI, em 2015, foi de US\$ 48,68/barril, com queda de 48% em relação a 2014.

Em dezembro de 2015, o Congresso dos EUA aprovou a liberação das exportações de petróleo, após 40 anos de restrições ao comércio externo da *commodity*. Essa mudança regulatória repercutiu imediatamente nos preços relativos dos petróleos norte-americanos. Após sofrer descontos por anos consecutivos em relação ao Brent, desde 2011, o preço do WTI encerra 2015 em US\$ 37,04/barril, uma diferença de US\$ 1,29/barril acima do preço do Brent.

O consumo mundial de petróleo⁸ teve alta considerável, de 1,54 milhão bpd, um acréscimo de 1,7% em relação ao volume de 2014. Dessa vez, além dos países que não integram a Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), os EUA também contribuíram de forma relevante para o crescimento da demanda.

Cabe ressaltar que a permanência do preço do petróleo em patamares significativamente baixos em 2015, na faixa dos US\$ 50/barril, teve efeito importante no crescimento do consumo.

Com a queda do preço do petróleo, houve mudança na dinâmica da oferta mundial entre os países fora da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep), que registrou alta de 1,23 milhão bpd em 2015. No entanto, apesar de alguns desses países terem aumentado a oferta, houve um drástico recuo no crescimento da produção ao longo do ano, notadamente nos EUA, que realizaram no último trimestre de 2015 um incremento inferior a 800 mil bpd, após terem registrado aumento de 1,6 milhão bpd ao longo do primeiro semestre de 2015. Já os países da Opep aumentaram substancialmente a produção, fechando o ano com a marca de 32,18 milhões bpd. Esse volume representa um crescimento de 1,18 milhão bpd em relação a 2014, com destaque para Iraque e Arábia Saudita. Cabe ressaltar que os países da Opep caracterizam-se por baixo custo de produção, o que torna sua produção resiliente a ambiente de baixos preços do petróleo.

Com relação às questões climáticas, a Conferência da ONU sobre o clima (COP 21) aprovou em dezembro, em Paris, o primeiro acordo de extensão global para reduzir emissões de gases de efeito estufa (GEE) e mitigar impactos climáticos. No Acordo de Paris, considerado histórico, os 195 países signatários da Convenção do Clima reconheceram, pela primeira vez, que as emissões de GEE precisam ser desaceleradas.

Os principais pontos do documento, que entrará em vigor em 2020, envolvem a adoção de medidas voluntárias para limitar o aumento da temperatura global em níveis inferiores a 2°C em relação ao período pré-industrial, preferencialmente 1,5°C; a garantia de financiamento dos países ricos (US\$ 100 bilhões/ano) para mitigar impactos nos países em desenvolvimento; e a revisão, a cada cinco anos, das Contribuições Nacionalmente Determinadas Pretendidas (INDC, na sigla em inglês), apresentadas como propostas dos países membros para redução de suas emissões. As INDC apresentadas pelo Brasil na COP 21 preveem uma redução de 37% das emissões de gases de efeito estufa (GEE) até 2025, chegando a 43% até 2030, sendo 2005 o ano de referência. Para o setor de energia, a proposta menciona o aumento da participação das energias renováveis para 45% da matriz energética até 2030, em comparação à proporção atual de 39,4%, por meio da expansão de fontes como eólica, solar, biomassa e hidroelétrica.

Estados Unidos e China apresentaram um posicionamento conjunto no mês anterior à Conferência de Paris, reforçando o compromisso assumido no acordo bilateral firmado em 2014. A China se comprometera a alcançar o nível máximo de suas emissões em 2030, enquanto os Estados Unidos assumiram o compromisso de reduzir os níveis de suas emissões entre 26% e 28% até 2025 (ano-base 2005).

Cabe ressaltar que os resultados obtidos na COP 21 e seus possíveis desdobramentos em termos de políticas e metas nacionais poderão trazer novas perspectivas de transição para uma economia de baixo carbono e, nesse sentido, deverão ser acompanhados como um ponto de atenção para a indústria de óleo e gás.

No Brasil, a capacidade instalada de usinas eólicas totalizou 7,8GW ao final de 2015, um incremento de 59% em relação à capacidade verificada em 2014. Em agosto, foi realizado o segundo Leilão de Energia de Reserva específico para a fonte solar, com a contratação de 833,80 MW. Medidas como a redução da carga tributária para automóveis movidos unicamente a eletricidade e para modelos híbridos - com propulsão elétrica e à combustão - podem favorecer a disseminação de novas tecnologias e desses veículos, que representaram apenas 0,007% da frota total do país⁹ em 2015.

O ambiente de baixo preço de petróleo trouxe desafios para desenvolvimento tecnológico e inovação na indústria de óleo e gás, com diminuição do ritmo ou adiamento de projetos em *upstream*. Nesse contexto, as companhias priorizam tecnologias e técnicas promissoras para redução de custos e aumento de eficiência nos curto e médio prazos, embora a manutenção e o aumento das reservas de óleo e gás continuem sendo um objetivo de longo prazo. Nos EUA, além dos esforços para tornar mais eficiente a exploração de não

⁷ Fonte: Os preços internacionais do petróleo foram extraídos da Bloomberg (Brent Dated, WTI) – dados realizados

⁸ Os dados de oferta e demanda de petróleo foram extraídos do Relatório Monthly Oil Market Report OPEC – dados estimados

⁹ Fonte: Estratégia e Organização/Estudos de Mercados e Negócios

convencionais (*shale gas* e *tight oil*), as companhias, visando diminuir custos e impactos ambientais, buscam tecnologias para redução, reciclo e reúso de água utilizada em seus processos.

FUNÇÕES CORPORATIVAS

SEGURANÇA, MEIO AMBIENTE, EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SAÚDE (SMES)

Em 2015, aplicamos R\$ 6,9 bilhões em operações e projetos relacionados à gestão integrada de segurança, meio ambiente e saúde (SMS). Nesse contexto, desenvolvemos iniciativas para aperfeiçoar o desempenho nessas áreas, atender à legislação específica e contribuir para que as práticas operacionais de nossas unidades sejam seguras, rentáveis e ambientalmente responsáveis.

Entre essas 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 2015, todo o petróleo refinado no país foi processado em unidades certificadas.

O Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde do Conselho de Administração, constituído por três conselheiros, monitora e avalia nosso desempenho nessas áreas e orienta a elaboração de estratégias a serem adotadas para a melhoria de resultados.

SEGURANÇA

A disseminação dos fundamentos, conceitos e práticas e a implementação de programas e ações nas disciplinas Segurança de Processo e Segurança Ocupacional, assim como a aplicação de soluções que visam à prevenção de lesões e doenças, permitiram que o indicador Taxa de Ocorrências Registráveis apresentasse redução de 9% em comparação com 2014.

Apesar dos programas de prevenção desenvolvidos em todas as nossas áreas e empresas, registramos uma Taxa de Frequência de Acidentados com Afastamento 6% superior à de 2014. Também registramos e lamentamos a ocorrência de 16 fatalidades no ano, envolvendo nossos empregados e profissionais de empresas contratadas. Esse resultado adverso foi muito impactado pela ocorrência de nove fatalidades em um único acidente, ocorrido em fevereiro, no FPSO Cidade de São Mateus.

Eliminar os acidentes fatais e quaisquer outros tipos de danos às pessoas é o principal desafio da nossa gestão de segurança, com base no valor "Respeito à Vida" explicitado no Plano Estratégico 2030.

Investigamos todos os acidentes registrados para identificar suas causas básicas. Recomendamos ações preventivas e corretivas, que são monitoradas ao longo das atividades. Nos casos de acidentes graves, divulgamos alertas para toda a companhia, de modo a permitir que as unidades avaliem a probabilidade de ocorrência de evento semelhante em suas próprias operações e decidam quanto à conveniência de adoção das medidas recomendadas.

VAZAMENTO DE PETRÓLEO E DERIVADOS

Os derramamentos de petróleo e derivados somaram 71,6 m³ em 2015, 3% a mais que o volume registrado em 2014 e 84% abaixo do Limite de Alerta fixado em 461 m³. Os níveis de derramamento permaneceram inferiores a 1 m³ por milhão de barris de petróleo produzido, constituindo-se em um excelente resultado na indústria mundial de óleo e gás.

A criação de uma sistemática de comunicação, tratamento e registro de vazamentos possibilitou 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; 113 mil litros de dispersantes químicos, além de outros itens. Esses recursos são distribuídos nos 12 Centros de Defesa Ambiental e 11 bases avançadas, e nos Centros de Resposta a Emergência da Transpetro em vários pontos do território nacional.

Somos associados à Oil Spill Response Limited, organização especializada em prover e complementar recursos para a resposta eficaz a vazamentos de petróleo, com atuação em escala global. Em 2015, 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 investimento, 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 2015, emitimos 26 pareceres técnicos para projetos de investimento, incluindo recomendações para melhoria do desempenho em SMS. Submetemos ao Comitê de SMS do CA, neste mesmo período, a avaliação da implementação das recomendações em 23 projetos aprovados pela alta administração.

RECURSOS HÍDRICOS E AFLUENTES E BIODIVERSIDADE

Reutilizamos 23 milhões de m³ de água em 2015, volume suficiente para abastecer uma cidade de 550 mil habitantes durante um ano. A economia resultante das ações de racionalização e de reúso contribuiu para garantir a segurança do abastecimento necessário às nossas operações. Após a realização de testes-piloto, iniciamos a aplicação do Índice de Risco de Escassez Hídrica, elaborado em parceria com a COPPE/UFRJ, com os objetivos de avaliar os riscos de escassez de água nas áreas onde nossas unidades estão instaladas e fornecer subsídios para ações e investimentos visando à 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. Com essas informações, planejamos e desenvolvemos projetos para prevenção, mitigação, recuperação ambiental ou compensação desses impactos. Essas iniciativas envolvem, por exemplo, a caracterização de flora e fauna, proteção e recuperação de ecossistemas, monitoramento ambiental, proteção de espécies ameaçadas ou endêmicas e manejo de fauna.

EMISSÕES ATMOSFÉRICAS, MUDANÇA DO CLIMA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Nos últimos anos, reduzimos a intensidade de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) em nossos processos por meio de diferentes iniciativas, com destaque para a modernização das instalações, utilização de equipamentos mais eficientes, aumento do aproveitamento de gás natural, padronização de projetos e de práticas operacionais, além de investimentos em pesquisa e tecnologia.

Reduzimos as emissões de GEE em 3,7% em relação a 2014. Esse resultado decorre do maior aproveitamento do gás associado nas operações de produção de óleo, da menor queima de óleo combustível na geração termelétrica e da diminuição das emissões nas operações de transporte marítimo.

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 dos nossos empregados.

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

Acompanhamos, por meio do indicador Percentual de Tempo Perdido, a evolução do absenteísmo provocado por acidentes e por doenças e suas principais causas, relacionadas ou não ao trabalho. Esse acompanhamento estratificado também influencia as nossas ações de promoção da saúde. Em 2015, o Percentual foi de 2,47%, superior ao Limite de Alerta de 2,41% estabelecido para o ano.

RESPONSABILIDADE SOCIAL

DIREITOS HUMANOS E DESENVOLVIMENTO LOCAL

Em 2015, definimos as dimensões de direitos humanos e de desenvolvimento local da Metodologia para Gestão de Responsabilidade Social em Projetos de Investimento. Determinadas a partir do mapeamento dos temas críticos e de grande impacto do setor de óleo e gás, essas dimensões são a base para a identificação, análise e tratamento de riscos sociais, tendo em vista o relacionamento com nossos públicos de interesse, destacando-se comunidades e fornecedores. Esse trabalho contribui para a seleção de alternativas locais e rotas tecnológicas dos empreendimentos, com o objetivo de minimizar a interferência negativa das atividades do projeto no dia a dia das comunidades, principalmente quando há envolvimento de povos indígenas e de comunidades tradicionais.

GESTÃO DE RISCOS SOCIAIS

Aprovamos um conjunto de orientações de gestão para identificar os riscos sociais na operação, no descomissionamento e nos projetos de exploração, investimento, aquisição e desinvestimento. A metodologia auxilia os gestores no tratamento desses riscos, considerando os macroprocessos da cadeia de valor do Sistema Petrobras. O documento apresenta as premissas, os requisitos e os temas relevantes para a identificação de riscos, atendendo ao desdobramento das nossas políticas de Responsabilidade Social e de Gestão de Riscos Empresariais. As orientações são importantes para a integração da responsabilidade social nos processos decisórios e na gestão do negócio.

INVESTIMENTO SOCIAL

Investimos cerca de R\$ 271,2 milhões em 907 projetos sociais, ambientais e de esporte educacional. Por meio do Programa Petrobras Socioambiental, articulamos iniciativas que contribuem para criar soluções e oferecer alternativas com potencial transformador para o enfrentamento de questões sociais e ambientais relevantes para o país.

RELACIONAMENTO COMUNITÁRIO

Em 193 comunidades atendidas pelo Programa Petrobras Agenda 21, realizamos oficinas de gestão social que visam fortalecer os fóruns comunitários do programa e capacitar lideranças da localidade e jovens que vivem no entorno de nossas unidades de operações. Entre os temas trabalhados estão produção textual, empreendedorismo social, cooperativismo e economia solidária, elaboração de projetos comunitários e estruturação de pessoa jurídica.

PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

Nossas atividades em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) são coordenadas pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes). Contamos com 1.808 empregados no Cenpes, dos quais 1.338 dedicados exclusivamente à área de P&D e 300 à engenharia básica de projetos, sendo 23% mestres e 14% doutores. Atuamos em parceria com mais de 100 universidades e instituições de pesquisa nacionais e estrangeiras, fornecedores e outras operadoras.

Em 2015, nossos investimentos em P&D totalizaram R\$ 2 bilhões. Nosso objetivo é desenvolver tecnologias para viabilizar o cumprimento do Plano de Negócios e Gestão, além de antecipar tendências de mudanças tecnológicas.

Nossos principais resultados foram:

- implementação do PWDa (Pressure While Drilling Analyzer), *software* que recebe informações de perfuração de poços em

tempo real, identifica situações de risco e alerta para a ocorrência de problemas operacionais. Sua utilização possibilitou a redução de 43,8 dias de uso de sonda, gerando uma economia de US\$ 38,3 milhões no ano;

- início de operação da primeira unidade industrial de coqueamento retardado de resíduo atmosférico na Refinaria Abreu e Lima (Rnest). Com a aplicação dessa tecnologia própria e pioneira no esquema de refino da Rnest, pode-se obter rendimentos em destilados médios em torno de 60%, representando um ganho em torno de 25% em relação à média do Sistema Petrobras com tecnologias convencionais;
- disponibilização da nova versão da ferramenta computacional Octopus, que otimiza a malha de drenagem de um campo, maximizando a sua eficiência de escoamento e o fator de recuperação. Também estamos utilizando essa ferramenta em campos do pré-sal;
- utilização da tecnologia FMCD (Floating Mud Cap Drilling), que viabilizou a perfuração e a completação inferior de um poço no campo de Marlim Leste, gerando uma economia de US\$ 18 milhões. Essa técnica consiste na perfuração sem retorno de fluidos e cascalhos para a superfície, que são bombeados para dentro de formações altamente permeáveis;
- remoção e inibição química (via *squeeze*) de incrustações em poços da Unidade Operacional do Rio de Janeiro (UO-RIO), utilizando formulações inovadoras desenvolvidas em cooperação com fornecedores. Essas operações consistem no uso de produtos para a remoção química de incrustações nas instalações de produção e na injeção de inibidores químicos diretamente no reservatório produtor (*squeeze*) para a prevenção de incrustações. Com essas operações conseguimos reduzir perdas de produção, na UO-RIO, da ordem de 16,5 mil bpd;
- início da operação do primeiro Módulo de Bombeio (MOBO) com uma bomba centrífuga submersa (BCS) contendo manuseador de gás Poseidon, especialmente projetado e qualificado para lidar com frações de gás de até 70% em volume. O equipamento foi instalado no poço JUB-04 do campo de Jubarte, com ganho adicional estimado em 1.000 bpd;
- desenvolvimento de técnicas de inspeção e reparo em tambores de coque que, quando comparadas às convencionais, aumentam sua vida útil de 2 para 12 anos e reduzem em 56% o tempo de reparo. Na Refinaria Gabriel Passos (Regap), essas técnicas proporcionaram uma economia de R\$ 42 milhões com a eliminação da necessidade de compra de novos tambores;
- definição do controle geológico da variabilidade dos petróleos descobertos em águas profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas, o que permitiu uma melhor previsão da distribuição dos fluidos em subsuperfície e da conectividade entre os reservatórios;
- conclusão dos projetos de caracterização regional da Bacia do Espírito Santo e da Bacia Sergipe-Alagoas. Todas as ocorrências ambientalmente relevantes foram mapeadas, agilizando os processos de licenciamento. Os estudos abrangem uma área de 77,8 mil km²;
- aplicação de tecnologia inovadora, essencialmente biológica, no tratamento de efluentes na nova Estação de Tratamento de Efluentes (ETE) do Terminal da Baía de Ilha Grande (Tebig). Essa tecnologia é uma alternativa ao tratamento convencional físico-químico e resultou na obtenção da licença definitiva para funcionamento dessa ETE.

Por meio do Cenpes, também prestamos serviços de assistência técnica para viabilizar a solução de problemas operacionais e para aumentar ganhos de eficiência, otimização operacional e para a redução de custos. Nossos pesquisadores participaram, por exemplo, do Teste de Longa Duração (TLD) do campo de Iara Oeste, na obtenção de dados de reservatórios e no planejamento do desenvolvimento do campo, reduzindo a necessidade de perfuração de poços.

Nosso Centro de Pesquisas atuou, ainda, na verificação da integridade de equipamentos, evitando paradas de produção e lucro cessante. Com a inspeção no eixo de rotor de turbina a vapor na Usina Termelétrica Fernando Gasparian (SP), por exemplo, evitamos perdas diárias de R\$ 600 mil.

Recebemos, pela terceira vez, o maior prêmio concedido a uma empresa de petróleo pela *Offshore Technology Conference (OTC)*, o *Distinguished Achievement Award for Companies, Organizations and Institutions*, pelas dez principais inovações tecnológicas relacionadas à produção do pré-sal: primeira boia de sustentação de risers; primeiro riser rígido desacoplado e em catenária livre (*steel catenary riser*); mais profundo *Steel Lazy Wave Riser (SLWR)*; mais profundo riser flexível; primeira aplicação de risers flexíveis com monitoramento integrado; recorde de profundidade de lâmina d'água para perfuração de poços com a técnica de *Pressurized Mud Cap Drilling (PMCD)*; primeiro uso intensivo de completação inteligente em águas profundas e ultraprofundas em poços satélites com potencial de incrustação de carbonato de cálcio; separação de CO₂ em águas ultraprofundas; poço submarino mais profundo com injeção de gás com CO₂ e primeiro uso de injeção alternada de água e gás em águas ultraprofundas.

RECURSOS HUMANOS

A área de Recursos Humanos apoia nossa estratégia por meio de diversas iniciativas com foco no provimento dos talentos necessários, tanto em competência quanto em quantidade, e na satisfação, comprometimento e produtividade dos empregados.

EVOLUÇÃO DO EFETIVO

O Sistema Petrobras encerrou o ano de 2015 com 78.470 empregados, uma redução de 3% em relação ao efetivo de 2014. A Petrobras Controladora admitiu 244 empregados.

ADEQUAÇÃO DE EFETIVO

Dois programas relevantes — o Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV) e o Mobiliza — vêm contribuindo para adequar o efetivo aos desafios do Plano de Negócios e Gestão 2015-2019 e compatibilizar nossas necessidades aos interesses dos empregados.

Desenvolvemos o PIDV, implementado em 2014, com base em princípios de gestão do conhecimento, sucessão gerencial e continuidade operacional, de forma a permitir o desligamento planejado e sistêmicos dos empregados inscritos no programa.

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. Desde o seu lançamento, 5.902 empregados desligaram-se da companhia.

O Mobiliza oferece aos empregados oportunidades de movimentação interna para áreas que necessitam de efetivo, reduzindo custos de novas admissões. No ano, 83 empregados mudaram de área.

DESENVOLVIMENTO DE RECURSOS HUMANOS

Os investimentos na capacitação dos nossos empregados totalizaram R\$ 174 milhões, resultando em uma média de 54 horas de treinamento por empregado. Registramos aproximadamente 196 mil participações em cursos de educação continuada, no país e no exterior, e na formação de novos empregados.

Em parceria com a Diretoria de Governança, Risco e Conformidade, desenvolvemos um portfólio de soluções educacionais para divulgar aos empregados os mecanismos de gestão voltados à eficiência e conformidade na administração de nossos negócios. Em 2015, contabilizamos 9.300 participações nesses cursos.

No âmbito do Desenvolvimento Gerencial, lançamos o Programa Petrobras de Desenvolvimento de Líderes, com o objetivo de capacitar novos gerentes para o exercício de suas atribuições. Nas áreas de gestão e negócios, registrou-se mais de 17.800 participações em ações de capacitação, envolvendo empregados de todas as áreas.

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.

Em 27 de abril de 2015, contratamos a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes para a prestação de serviços técnicos especializados em auditoria contábil para os exercícios sociais de 2015 e 2016.

Durante o exercício de 2015, a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes nos prestou os seguintes serviços, incluindo nossas subsidiárias e controladas:

	R\$ mil	%
Auditoria Contábil	48.322	71,8
Auditoria SOX	9.302	13,8
Serviços adicionais relacionados à auditoria	8.506	12,6
Auditoria Tributária	1.140	1,8
Total dos serviços	67.270	100

ANÁLISE FINANCEIRA

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

RESUMO ECONÔMICO-FINANCEIRO

	R\$ milhões		
	2015	2014	2015 x 2014 (%)
Receita de vendas	321.638	337.260	(5)
Lucro bruto	98.576	80.437	23
Lucro (Prejuízo) operacional	(12.391)	(21.322)	42
Resultado financeiro líquido	(28.041)	(3.900)	(619)
EBITDA ajustado – R\$ milhões ¹	73.859	59.140	25
Prejuízo consolidado atribuível aos acionistas da Petrobras	(34.836)	(21.587)	(61)
Prejuízo por ação ²	(2,67)	(1,65)	(62)
Valor de mercado (Controladora)	101.316	127.506	(21)
Margem bruta (%)	31	24	7
Margem operacional (%) ³	(4)	(4)	-
Margem líquida (%)	(11)	(6)	(5)
Margem do EBITDA ajustado (%) ⁴	23	18	5
Ativo Total	900.135	793.375	13
Investimentos, Imobilizado e Intangível	655.675	608.248	8
Endividamento Líquido ⁵	391.962	282.089	39
Patrimônio Líquido	257.930	310.722	(17)
Relação Capital Próprio / Capital de Terceiros líquido ⁶	32/68	43/57	-

¹A companhia divulga o EBITDA ajustado conforme Instrução CVM n.º 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.

²Prejuízo por ação calculado com base na média ponderada da quantidade de ações.

³Para 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 em 2014.

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

⁵A 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.

⁶Capital de terceiros líquido de caixa e títulos e valores mobiliários.

RECONCILIAÇÃO DO EBITDA

	R\$ milhões		
	2015	2014	2015 X 2014 (%)
Prejuízo	(35.171)	(21.924)	(60)
Resultado Financeiro Líquido	28.041	3.900	619
Imposto de renda e contribuição social	(6.058)	(3.892)	(56)
Depreciação, depleção e amortização	38.574	30.677	26
EBITDA	25.386	8.761	190
Resultado de participações em investimentos	797	(451)	277
Impairment	47.676	44.636	7
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	6.194	-
EBITDA ajustado	73.859	59.140	25

A companhia optou por não incluir a *baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente* no 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		
	2015	2014	2015 x 2014 (%)
Cotações			
Brent (R\$/bbl)	172,65	231,30	(25)
Brent (US\$/bbl)	52,46	98,99	(47)
Dólar médio de venda (R\$)	3,34	2,35	42
Dólar final de venda (R\$)	3,90	2,66	47
Varição - Dólar final de venda (%)	47,00	13,40	34
Selic - Taxa média (%)	13,38	10,86	3
Indicadores de Preços Médios			
Preço de venda - Brasil			
Petróleo (US\$/bbl) ⁷	42,16	87,84	(52)
Gás natural (US\$/bbl)	36,24	47,93	(24)
Preço de venda - Internacional			
Petróleo (US\$/bbl)	55,99	82,93	(32)
Gás natural (US\$/bbl)	22,62	21,18	7

⁷Média dos preços de exportação e 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 7% inferior, destacando-se os seguintes produtos:

- Diesel (redução de 8%):
 - i) menor consumo em obras de infraestrutura;
 - ii) aumento das vendas por importadores; e
 - iii) aumento do percentual de biodiesel na mistura diesel/biodiesel.
- Gasolina (redução de 11%):
 - i) aumento do teor de etanol anidro na gasolina C de 25% para 27%;
 - ii) maior disponibilização de gasolina por outros concorrentes; e
 - iii) maior consumo de etanol hidratado em veículos *flex*; e
 - iv) redução da frota de veículos movidos somente a gasolina.
- Nafta (redução de 18%): menor demanda por parte de clientes, principalmente Braskem;
- Óleo combustível (redução de 13%): menores entregas para demanda térmica e industrial em vários estados; e
- Gás natural (redução de 3%): redução da demanda do setor elétrico.

Esses fatores suplantaram o crescimento da frota de veículos leves a diesel (van, pick up e SUV).

VOLUME DE VENDAS - MIL BARRIS/DIA

	2015	2014	2015 x 2014 (%)
Diesel	923	1.001	(8)
Gasolina	553	620	(11)
Óleo combustível	104	119	(13)
Nafta	133	163	(18)
GLP - Gás liquefeito de petróleo	232	235	(1)
QAV - Querosene de avião	110	110	-
Outros	179	210	(15)
Total de derivados	2.234	2.458	(9)
Alcoóis, nitrogenados renováveis e outros	123	99	24
Gás natural	432	446	(3)
Total mercado interno	2.789	3.003	(7)
Exportação	510	393	30
Vendas internacionais	546	571	(4)
Total mercado externo	1.056	964	10
Total geral	3.845	3.967	(3)

IMPAIRMENT

O contexto dos negócios da companhia em 2015, com a redução das receitas operacionais esperadas para o futuro devido ao declínio dos preços de petróleo no mercado internacional, a revisão geológica do reservatório do Campo de Papa-Terra e o aumento da taxa de desconto decorrente do maior prêmio de risco para o Brasil, pela perda do grau de investimento (*investment grade*), estimulou uma revisão das perspectivas futuras da companhia, com uma redução do ritmo de seus investimentos.

Como resultado, a companhia apurou *impairment* de R\$ 47.676 milhões no exercício de 2015, principalmente em:

- Campos de produção de óleo e gás no Brasil (R\$ 33.722 milhões), relacionado, predominantemente, aos campos de Papa-Terra, Polo Centro-Sul, Polo Uruguá, Espadarte, Linguado, Polo CVIT - Espírito Santo, Piranema, Lapa, Bicudo, Frade, Badejo, Pampo e Trilha, devido à revisão de premissas de preço, bem como pelo aumento da taxa de desconto e revisão geológica do reservatório de Papa-Terra;
- Comperj (R\$ 5.281 milhões), principalmente, em função do aumento da taxa de desconto e nova postergação da expectativa de entrada de caixa do projeto;
- Campos de produção de óleo e gás no exterior (R\$ 2.462 milhões), especialmente nos Estados Unidos e Bolívia, em função da revisão de premissas do preço do petróleo no mercado internacional;

- Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil (R\$ 1.978 milhões), essencialmente pela expectativa de futura ociosidade de sondas de perfuração na revisão do planejamento, bem como pelo aumento da taxa de desconto; e
- Unidade de Fertilizantes e Nitrogenados III (R\$ 1.955 milhões), decorrentes do aumento da taxa de desconto e nova postergação da expectativa de entrada de caixa do projeto.

“OPERAÇÃO LAVA JATO” E SEUS REFLEXOS NA COMPANHIA

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 foi reconhecida, em função das informações obtidas sobre a “Operação Lava Jato”.

A companhia tem monitorado continuamente as investigações para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados, não tendo identificado, na preparação das demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2015, nenhuma informação adicional que impactasse a metodologia de cálculo adotada e conseqüentemente o registro contábil de baixas complementares. Os resultados das investigações e a disponibilização de outras informações relativas ao esquema de pagamentos indevidos continuam sendo monitorados e, se porventura, se tornar disponível informação que indique com suficiente precisão que as estimativas efetuadas pela companhia devam ser ajustadas, esta avaliará a eventual necessidade de algum reconhecimento contábil.

A Petrobras não acredita que novas informações oriundas das investigações da “Operação Lava Jato” pelas autoridades brasileiras, da investigação interna independente conduzida 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 tal metodologia.

Detalhes da metodologia utilizada para o cálculo do ajuste, bem como outras informações sobre a “Operação Lava Jato”, estão disponíveis na nota explicativa 3 das demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

RESULTADOS CONSOLIDADOS

Lucro bruto 23% superior (R\$ 18.139 milhões) em função do maior recuo dos custos em relação à redução na receita de vendas.

- Receita de vendas de R\$ 321.638 milhões, 5% inferior (R\$ 15.622 milhões), influenciada por:
 - Redução da demanda de derivados no mercado interno (9%) em função do menor nível de atividade econômica;
 - Menores preços das exportações de petróleo e derivados;
 - Decréscimo nos preços de nafta, QAV e óleo combustível no mercado interno;
 - Maiores preços de diesel e gasolina, refletindo os reajustes ocorridos em novembro de 2014 e setembro de 2015; e
 - Elevação de 55% no volume de petróleo exportado devido ao aumento da produção nacional (5%) e à menor carga processada nas refinarias (6%).
- Custo dos produtos vendidos de R\$ 223.062 milhões, 13% inferior (R\$ 33.761 milhões), refletindo:
 - Menores custos unitários com importações e participações governamentais;
 - Redução na demanda de derivados no mercado interno, ocasionando menor processamento de petróleo importado e menor participação de derivados importados na *mix* das vendas; e
 - Aumento dos custos com depreciação.

Prejuízo operacional de R\$ 12.391 milhões, 42% inferior (R\$ 8.931 milhões) ao prejuízo de R\$ 21.322 milhões em 2014, decorrente de:

- Aumento do lucro bruto (R\$ 18.139 milhões);

- Acréscimo nas despesas tributárias em decorrência da adesão ao Programa de Recuperação Fiscal – REFIS e aos Programas de Anistias Estaduais (R\$ 7.437 milhões);
- Maior despesa com contingências judiciais, principalmente com processos fiscais e trabalhistas (R\$ 5.103 milhões);
- Maior *impairment* de ativos (R\$ 3.040 milhões); e
- Maior despesa com plano de pensão e saúde com assistidos devido à revisão atuarial de 2014 que resultou no maior saldo de obrigação atuarial líquida, principalmente pela diminuição na taxa de juros real (R\$ 1.352 milhões).

Despesa financeira líquida de R\$ 28.041 milhões, superior em R\$ 24.141 milhões, em razão de:

- Acréscimo nas despesas com juros (R\$ 12.290 milhões), refletindo:
 - i) maior endividamento (R\$ 7.118 milhões);
 - ii) menor capitalização ocasionada pela redução do saldo de ativos em construção (R\$ 2.590 milhões), refletindo a conclusão de projetos relevantes ao longo de 2014, bem como as baixas e o *impairment* de ativos em dezembro de 2014; e
 - iii) juros sobre despesa tributária devido à adesão ao REFIS de imposto sobre operações financeiras – IOF (R\$ 1.410 milhões) e de imposto de renda retido na fonte – IRRF (R\$ 1.074 milhões);
- Perda cambial de R\$ 9.240 milhões decorrente da depreciação de 47,0% do real sobre a exposição passiva média líquida em dólar (depreciação cambial de 13,4% no exercício de 2014), já considerados os efeitos do *hedge accounting*, conforme apresentado no item “Ativos e Passivos sujeitos à variação cambial”; e
- Perda cambial de R\$ 2.100 milhões decorrente da depreciação de 31,7% do real sobre a exposição passiva líquida em euro (depreciação cambial de 0,02% no exercício de 2014).

RESULTADO POR ÁREA DE NEGÓCIO

A Petrobras é uma companhia que opera de forma integrada, sendo a maior parte da produção de petróleo e gás natural transferida da área de Exploração e Produção para outras áreas de negócio 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 áreas de negócio valoradas por preços internos definidos através de metodologias fundamentadas em parâmetros de mercado.

Com a extinção da Diretoria Internacional, foram aprovados ajustes organizacionais nas demais áreas de negócio envolvendo a transferência da gestão de atividades da área de negócio internacional. Os resultados dessas atividades foram realocados para as áreas de negócio correlatas no país, assegurando suas especificidades.

Para fins de comparabilidade e avaliação, os resultados divulgados no exercício de 2014 foram ajustados ao modelo de negócio vigente.

LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) ATRIBUÍVEL AOS ACIONISTAS DA PETROBRAS			
	R\$ milhões		
	2015	2014	2015 x 2014 (%)
E&P	(12.963)	32.008	(140)
Abastecimento	18.034	(39.836)	(145)
Gás & Energia	423	(785)	(154)
Distribuição	(798)	1.339	(160)
Biocombustível	(966)	(298)	224

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

O prejuízo decorreu dos menores preços de venda/transferência de petróleo e do *impairment* nos campos de produção no país e no exterior, em função da revisão de premissas de preço, decorrente da queda das projeções dos preços do petróleo no mercado internacional que ocasionaram redução nas reservas de óleo e gás e nos fluxos de caixa dos projetos, bem como pelo aumento da taxa de desconto e revisão geológica do reservatório de Papa-Terra.

Parte desses efeitos foi compensada pelo maior volume de petróleo transferido, devido ao aumento na produção.

ABASTECIMENTO

O lucro líquido é decorrente de:

- i) menores custos com aquisição/transferência de petróleo devido à redução das cotações internacionais da *commodity*;
- ii) menores participações de óleo importado na carga processada e de derivados importados no *mix* das vendas; e
- iii) reajustes de preços do diesel e gasolina ocorridos em novembro de 2014 e em setembro de 2015.

A redução da demanda por derivados no mercado interno, em função do menor nível de atividade econômica, e o *impairment* no COMPERJ compensaram em parte esses fatores.

GÁS E ENERGIA

O lucro líquido decorreu de: i) redução nos custos de aquisição de gás importado (GNL e boliviano); ii) maior margem de comercialização do gás natural, em função de acréscimo do preço médio de realização; e iii) menores perdas com recebíveis do setor elétrico.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por: i) menor margem de energia elétrica, devido ao recuo de 57% do PLD; ii) *impairment* das Unidades de Fertilizantes Nitrogenados III e V; e iii) despesas tributárias referentes ao diferimento de ICMS sobre a aquisição de gás natural e estorno de crédito de ICMS sobre operações de transporte de gás.

DISTRIBUIÇÃO

O prejuízo decorreu do menor volume de vendas no país (7%), além das maiores perdas com recebíveis do setor elétrico e *impairment* de ativos.

BIOCOMBUSTÍVEL

O aumento no prejuízo decorreu da perda em investimentos nos setores de etanol e biodiesel, além do *impairment* nas usinas de biodiesel devido à piora nas condições de mercado e à elevação da taxa de desconto pelo aumento do prêmio de risco setorial e risco país.

LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL

FLUXOS DE CAIXA		
	R\$ milhões	
	2015	2014
Disponibilidades ajustadas no início do período ^a	68.946	46.257
Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> no início do período	(24.707)	(9.085)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	44.239	37.172
Recursos gerados pelas atividades operacionais	86.407	62.241
Recursos utilizados em atividades de investimento	(42.218)	(85.208)
Investimentos em área de negócios	(70.781)	(81.795)
Recebimentos pela venda de ativos (desinvestimentos)	2.592	9.399
Investimentos em títulos e valores mobiliários	25.971	(12.812)
(=) Fluxo de caixa líquido	44.189	(22.967)
Financiamentos líquidos	(14.434)	35.134
Captações	56.158	72.871
Amortizações	(70.592)	(37.737)
Dividendos pagos a acionistas	-	(8.735)
Participação de acionistas não controladores	243	(250)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	23.608	3.885
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	97.845	44.239
Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> no fim do período	3.042	24.707
Disponibilidades ajustadas no fim do período ^a	100.887	68.946

^aA 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 complementar que ajuda os investidores a avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo de caixa e equivalentes de caixa aumentou 121% em relação a 31 de dezembro de 2014, e as disponibilidades ajustadas aumentaram 46%. As principais aplicações de recursos em 2015 foram destinadas ao cumprimento do serviço da dívida do período e financiamento dos investimentos em áreas de negócio. Esses recursos foram proporcionados por uma geração de caixa operacional de R\$ 86.407 milhões, além de captações de R\$ 56.158 milhões. O saldo de disponibilidades ajustadas foi impactado positivamente em 2015 pelo efeito da variação do câmbio sobre as aplicações no exterior.

A geração operacional de caixa aumentou 39% em relação a 2014, principalmente motivada pelos maiores preços de diesel e gasolina, aumento no volume de exportação de petróleo, redução dos gastos com participação governamental e importações de petróleo e derivados, além da maior participação do petróleo nacional na carga processada.

Os investimentos nos negócios da companhia foram 13% inferiores em 2015, com destaque para a redução de 55% na área de abastecimento. O montante de R\$ 25.971 milhões recebido de títulos e valores mobiliários refere-se a aplicações financeiras com prazos superiores a três meses vencidas no período e, em sua maior parte, reaplicadas com prazos de até três meses (caixa e equivalentes de caixa).

Já o fluxo de caixa livre foi positivo em R\$ 15.626 milhões em 2015, comparado ao fluxo de caixa livre negativo em R\$ 19.554 milhões em 2014.

De janeiro a dezembro de 2015 a companhia captou R\$ 56.158 milhões, com destaque para os acordos de cooperação assinados com o China Development Bank (CDB) no valor de US\$ 5 bilhões e a emissão de *Global Notes* com vencimento de 100 anos (US\$ 2 bilhões), além de créditos bilaterais com bancos brasileiros. Em 31 de dezembro de 2015, o prazo médio de vencimento da dívida ficou em 7,14 anos (6,10 anos em 2014).

As amortizações de juros e principal somaram R\$ 70.592 milhões em 2015, 87% superiores a 2014, e o fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado a seguir:

								R\$ milhões	
								Consolidado	
Vencimento	2016	2017	2018	2019	2020	2021 em diante	31.12.2015	31.12.2014	
Principal	50.764	44.709	63.124	88.529	60.325	189.838	497.289	354.226	
Juros	25.854	23.482	21.809	18.055	13.293	128.038	230.531	123.105	
Total	76.618	68.191	84.933	106.584	73.618	317.876	727.820	477.331	

ENDIVIDAMENTO

O endividamento consolidado, referente a empréstimos e financiamentos no país e no exterior, atingiu R\$ 492.849 milhões, conforme demonstrado a seguir:

ENDIVIDAMENTO CONSOLIDADO			
			R\$ milhões
	31.12.2015	31.12.2014	Δ%
Endividamento curto prazo ⁹	57.382	31.565	82
Endividamento longo prazo ¹⁰	435.467	319.470	36
Total	492.849	351.035	40
Disponibilidades	97.845	44.239	121
Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> (vencimento superior a 3 meses)	3.042	24.707	(88)
Disponibilidades ajustadas	100.887	68.946	46
Endividamento líquido	391.962	282.089	39
Endividamento líquido/(endividamento líquido+patrimônio líquido)	60%	48%	12
Passivo total líquido ¹¹	799.248	724.429	10
Estrutura de capital (capital de terceiros líquido / passivo total líquido)	68%	57%	11
Índice de Dívida Líquida/LTM EBITDA ajustado	5,31	4,77	11

			US\$ milhões
	31.12.2015	31.12.2014	Δ%
Endividamento curto prazo	14.695	11.884	24
Endividamento longo prazo	111.521	120.274	(7)
Total	126.216	132.158	(4)
Endividamento líquido	100.379	106.201	(5)

⁹ Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 48 milhões em 31.12.2015 e R\$ 42 milhões em 31.12.2014).

¹⁰ Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 154 milhões em 31.12.2015 e R\$ 148 milhões em 31.12.2014).

¹¹ Passivo total líquido das disponibilidades ajustadas.

O endividamento líquido do Sistema Petrobras, expressos em reais, aumentou 39% em relação a 31.12.2014, principalmente em decorrência da depreciação cambial de 47,0%, sendo que 74% da dívida está atrelada ao dólar. Este maior endividamento resultou em um aumento de R\$ 7.118 milhões na despesa financeira.

OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS

A tabela a seguir resume nossas obrigações e compromissos em 31.12.2015:

	R\$ milhões			
	Total	2016	2017-2020	2021 em diante
Pagamentos com vencimento por Período				
Itens do balanço patrimonial: ¹²				
Obrigações de dívida	492.648	57.334	256.233	179.081
Com transferência de benefícios, riscos e controles de bens	202	15	38	150
Provisão de Abandono	35.728	2.393	8.236	25.099
Total dos itens do balanço patrimonial	528.578	59.742	264.506	204.330
Outros compromissos contratuais				
Gás natural <i>ship or pay</i>	11.549	2.566	7.973	1.010
Serviços contratados	265.709	87.950	106.989	70.770
Compromisso de compra de GN	31.042	4.213	20.775	6.054
Sem transferência de benefícios, riscos e controles de bens	387.332	45.631	121.398	220.303
Compromissos de compra	85.718	41.277	37.763	6.678
Total de outros compromissos	781.350	181.637	294.898	304.815
Total	1.309.928	241.379	559.404	509.145

¹² Não inclui obrigações com benefícios pós-emprego. Consulte nota explicativa nº 22 das Demonstrações Contábeis

ATIVOS E PASSIVOS SUJEITOS À VARIAÇÃO CAMBIAL

A companhia possui ativos e passivos sujeitos a variações de moedas estrangeiras, cujas principais exposições brutas são do real em relação ao dólar norte-americano e do dólar norte-americano em relação ao euro. A partir de meados de maio de 2013, a companhia estendeu a contabilidade de *hedge* para proteção de exportações futuras altamente prováveis.

Em 31 de dezembro de 2015, estavam designados, como instrumentos de proteção, obrigações no montante de US\$ 61.520 milhões (R\$ 240.222 milhões), conforme quadro abaixo:

	MOVIMENTAÇÃO DO VALOR DE REFERÊNCIA (PRINCIPAL E JUROS)	
	US\$ milhões	R\$ milhões
Designação em 31 de dezembro de 2014	50.858	135.088
Designação de instrumento de proteção	23.336	81.137
Realização por exportações	(5.401)	(17.704)
Amortização de endividamento	(7.273)	(27.038)
Variação Cambial	-	68.739
Valor em 31 de dezembro de 2015	61.520	240.222

Os saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de empresas controladas no exterior não são inseridos na exposição abaixo, quando realizados em moedas equivalentes às suas respectivas moedas funcionais.

Em 31 de dezembro de 2015, a exposição cambial líquida da companhia é passiva.

ITENS	R\$ milhões	
	31.12.2015	31.12.2014
Ativo	67.040	30.600
Passivo	(350.695)	(222.279)
Hedge Accounting	240.222	135.088
Total	(43.433)	(56.591)

CONTINGÊNCIAS FISCAIS

A Petrobras realiza estimativa quanto à probabilidade de saída de recursos em função de processos judiciais, realizado com base em pareceres de assessores jurídicos e nos julgamentos da Administração, que resultou no reconhecimento de despesa de R\$ 5.583 milhões durante o exercício de 2015 (R\$ 480 milhões em 2014).

As principais ações reconhecidas com expectativa de perda provável foram:

- i) processo sobre a não homologação pela Receita Federal das compensações realizadas pela Petrobras de indébitos de PIS/COFINS com tributos federais;
- ii) litígio relacionado à falta de recolhimento de ICMS na venda de QAV;
- iii) ações trabalhistas sobre revisão da metodologia de apuração do complemento de remuneração mínima por nível e regime e sobre diferenças de cálculo nos repousos semanais remunerados; e
- iv) processo por cobrança de *royalties* sobre atividade de exploração de xisto.

DESPESAS TRIBUTÁRIAS

Como resultado na avaliação contínua da situação dos processos tributários, a companhia adotou as seguintes medidas no exercício de 2015: i) liquidou autuação referente à incidência de IOF em transações de mútuos realizadas pela companhia com suas controladas no exterior referente ao ano de 2008; ii) optou por aderir ao Programa de Recuperação Fiscal (REFIS), incluindo débitos de IOF em transações de mútuos de outros exercícios, entre outros tributos; e iii) aderiu a Programas de Anistias Estaduais, relativo a ICMS, principalmente do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Bahia. Estas adesões resultam no reconhecimento de R\$ 6.136 milhões em despesas tributárias e R\$ 2.710 milhões em despesas financeiras.

GLOSSÁRIO

Boed: 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, na superfície, torna-se líquida, em condições atmosféricas normais.

Derivados claros: derivados de petróleo líquidos e pouco viscosos, como a gasolina, o querosene e o diesel.

Derivados escuros: derivados de petróleo de alta viscosidade, como o óleo combustível e o asfalto.

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.

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

Gasolina C5+: extraída do gás natural, pode ser misturada à gasolina para especificação, reprocessada ou adicionada à corrente do petróleo.

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.

Óleo combustível 1A (OC 1): utilizado na indústria para aquecimento de fornos e caldeiras ou em motores de combustão interna para geração de calor.

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.

Ramp up: etapa de crescimento gradual da produção de óleo e gás de uma plataforma até o sistema atingir o potencial produtivo. Essa etapa geralmente começa após a conexão do primeiro poço ao sistema.

Ring fence: área de exploração contígua a um campo onde 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.

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

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.

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Em 31 de dezembro de 2015 e 2014 e
relatório dos auditores independentes

BALANÇO PATRIMONIAL

Exercícios findos em 31 de dezembro (em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Ativo	Nota	Consolidado		Controladora	
		2015	2014	2015	2014
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	7	97.845	44.239	16.553	5.094
Títulos e valores mobiliários	7	3.047	24.763	10.794	15.472
Contas a receber, líquidas	8	22.659	21.167	20.863	19.319
Estoques	9	29.057	30.457	24.015	24.461
Imposto de renda e contribuição social	21.1	3.839	2.823	1.520	1.297
Impostos e contribuições	21.1	6.893	7.300	4.986	5.609
Adiantamento a fornecedores		421	1.123	208	923
Outros ativos circulantes		5.225	3.138	2.979	1.965
		168.986	135.010	81.918	74.140
Ativos classificados como mantidos para venda	10.3	595	13	535	10
		169.581	135.023	82.453	74.150
Não Circulante					
Realizável a longo prazo					
Contas a receber, líquidas	8	14.327	12.834	6.361	10.671
Títulos e valores mobiliários	7	342	290	260	249
Depósitos judiciais	30.2	9.758	7.124	8.590	5.927
Imposto de renda e contribuição social diferidos	21.6	23.490	2.673	15.156	-
Impostos e contribuições	21.1	11.017	10.645	9.485	8.943
Adiantamento a fornecedores		6.395	6.398	1.017	1.056
Outros ativos realizáveis a longo prazo		9.550	10.140	8.216	8.206
		74.879	50.104	49.085	35.052
Investimentos	11	13.772	15.282	115.536	82.481
Imobilizado	12	629.831	580.990	442.439	437.150
Intangível	13	12.072	11.976	9.133	9.108
		730.554	658.352	616.193	563.791
		900.135	793.375	698.646	637.941

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Passivo	Nota	Consolidado		Controladora	
		2015	2014	2015	2014
Circulante					
Fornecedores	16	24.913	25.924	28.172	26.575
Financiamentos	17	57.334	31.523	52.913	50.130
Arrendamentos mercantis financeiros	18	48	42	1.568	1.609
Imposto de renda e contribuição social	21.1	410	657	-	-
Impostos e contribuições	21.1	13.139	10.796	11.762	9.507
Salários, férias, encargos e participações		5.085	5.489	4.212	4.695
Planos de pensão e saúde	22	2.556	2.115	2.436	2.026
Outras contas e despesas a pagar		7.599	6.113	3.696	2.727
		111.084	82.659	104.759	97.269
Passivos associados a ativos mantidos para venda	10.3	488	-	488	-
		111.572	82.659	105.247	97.269
Não Circulante					
Financiamentos	17	435.313	319.322	245.439	151.399
Arrendamentos mercantis financeiros	18	154	148	5.426	4.293
Imposto de renda e contribuição social diferidos	21.6	906	8.052	-	9.062
Planos de pensão e saúde	22	47.618	43.803	44.546	41.108
Provisão para processos judiciais	30.1	8.776	4.091	7.282	3.338
Provisão para desmantelamento de áreas	20	35.728	21.958	34.641	20.630
Outras contas e despesas a pagar		2.138	2.620	1.334	1.994
		530.633	399.994	338.668	231.824
		642.205	482.653	443.915	329.093
Patrimônio líquido					
Capital social realizado	23.1	205.432	205.432	205.432	205.432
Transações de capital	23.2	21	(646)	237	(430)
Reservas de lucros	23.3	92.612	127.438	92.396	127.222
Outros resultados abrangentes	23.4	(43.334)	(23.376)	(43.334)	(23.376)
		254.731	308.848	254.731	308.848
Participação dos acionistas não controladores	11.5	3.199	1.874	-	-
		257.930	310.722	254.731	308.848
		900.135	793.375	698.646	637.941

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO

Exercícios findos em 31 de dezembro (em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Nota	Consolidado		Controladora	
		2015	2014	2015	2014
Receita de vendas	24	321.638	337.260	251.023	269.568
Custo dos produtos e serviços vendidos		(223.062)	(256.823)	(174.717)	(208.174)
Lucro bruto		98.576	80.437	76.306	61.394
Receitas (despesas)					
Vendas		(15.893)	(15.974)	(15.130)	(17.430)
Gerais e administrativas		(11.031)	(11.223)	(7.561)	(7.983)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	15	(6.467)	(7.135)	(5.261)	(6.720)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(2.024)	(2.589)	(2.011)	(2.562)
Tributárias		(9.238)	(1.801)	(7.730)	(1.045)
Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	14	(47.676)	(44.636)	(33.468)	(34.814)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	3	-	(6.194)	-	(4.788)
Outras despesas, líquidas	25	(18.638)	(12.207)	(17.547)	(15.436)
		(110.967)	(101.759)	(88.708)	(90.778)
Prejuízo antes do resultado financeiro, participações e impostos		(12.391)	(21.322)	(12.402)	(29.384)
Resultado financeiro líquido	27	(28.041)	(3.900)	(26.187)	(3.737)
Receitas financeiras		4.867	4.634	3.303	3.312
Despesas financeiras		(21.545)	(9.255)	(18.951)	(5.804)
Variações monetárias e cambiais, líquidas		(11.363)	721	(10.539)	(1.245)
Resultado de participações em investidas	11	(797)	451	(4.294)	3.730
Participação dos empregados nos lucros ou resultados	22.7	-	(1.045)	-	(856)
Prejuízo antes dos impostos		(41.229)	(25.816)	(42.883)	(30.247)
Imposto de renda e contribuição social	21.7	6.058	3.892	8.047	8.555
Prejuízo do exercício		(35.171)	(21.924)	(34.836)	(21.692)
Atribuível aos:					
Acionistas da Petrobras		(34.836)	(21.587)	(34.836)	(21.692)
Acionistas não controladores		(335)	(337)	-	-
		(35.171)	(21.924)	(34.836)	(21.692)
Prejuízo básico e diluído por ação ON e PN (em R\$)	23.6	(2,67)	(1,65)	(2,67)	(1,66)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ABRANGENTES*Exercícios findos em 31 de dezembro (em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)*

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
Prejuízo do exercício	(35.171)	(21.924)	(34.836)	(21.692)
Itens que não serão reclassificados para o resultado:				
Perdas atuariais com planos de benefícios definidos	(202)	(13.724)	(208)	(12.908)
Imposto diferido	(53)	2.695	(2)	2.540
	(255)	(11.029)	(210)	(10.368)
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:				
Resultados não realizados com <i>hedge</i> de fluxo de caixa - exportações				
Reconhecidos no patrimônio líquido	(68.739)	(15.650)	(60.712)	(13.918)
Transferidos para o resultado	7.088	1.673	6.200	1.344
Imposto diferido	20.961	4.752	18.534	4.275
	(40.690)	(9.225)	(35.978)	(8.299)
Resultados não realizados com <i>hedge</i> de fluxo de caixa - demais operações				
Reconhecidos no patrimônio líquido	35	14	-	-
Transferidos para o resultado	-	2	-	-
	35	16	-	-
Ajustes acumulados de conversão em investidas ⁽¹⁾	24.545	4.721	23.826	4.763
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas	(2.864)	(647)	(7.586)	(2.218)
Outros resultados abrangentes, total	(19.229)	(16.164)	(19.948)	(16.122)
Resultado abrangente total	(54.400)	(38.088)	(54.784)	(37.814)
Resultado abrangente atribuível aos:				
Acionistas da Petrobras	(54.785)	(37.709)	(54.784)	(37.814)
Acionistas não controladores	385	(379)	-	-
Resultado abrangente total	(54.400)	(38.088)	(54.784)	(37.814)

⁽¹⁾ Inclui, no Consolidado, R\$ 2.825 (R\$ 756 em 2014), referentes a coligadas e empreendimentos controlados em conjunto. As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de dezembro (em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Outros resultados abrangentes					
	Capital subscrito e integralizado	Transações de capital	Ajuste acumulado de conversão	Perdas atuariais com planos de benefícios definidos	Hedge de fluxo de caixa de exportação	Outros resultados abrangentes e custo atribuído
	205.411	1.048	5.196	(3.516)	(8.376)	(548)
Saldo em 1º de janeiro de 2014	205.411	1.048				(7.244)
Aumento de capital com reservas	21					
Realização de custo atribuído						(10)
Mudança de participação em controladas		(1.478)				
Prejuízo do exercício						
Outros resultados abrangentes			4.763	(11.029)	(9.225)	(631)
Destinações:						
Absorção do prejuízo com reservas						
Dividendos						
Saldos em 31 de dezembro de 2014	205.432	(430)	9.959	(14.545)	(17.601)	(1.189)
	205.432	(430)				(23.376)
Realização de custo atribuído						(10)
Mudança de participação em controladas		667				
Prejuízo do exercício						
Outros resultados abrangentes			23.826	(255)	(40.690)	(2.829)
Destinações:						
Absorção do prejuízo com reservas						
Dividendos						
Saldos em 31 de dezembro de 2015	205.432	237	33.785	(14.800)	(58.291)	(4.028)
	205.432	237				(43.334)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Reservas de lucros

Legal	Estatutária	Incentivos fiscais	Retenção de lucros	Lucros acumulados	Total do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora	Ativo diferido	Participação dos acionistas não controladores	Total do patrimônio líquido consolidado
16.524	4.503	1.414	126.484	-	348.140	(200)	1.394	349.334
				148.925	348.140	(200)	1.394	349.334
		(21)			-	-	-	-
				10	-	-	-	-
					(1.478)	95	1.043	(340)
				(21.692)	(21.692)	105	(337)	(21.924)
					(16.122)	-	(42)	(16.164)
					-	-	-	-
			(21.682)	21.682	-	-	-	-
					-	-	(184)	(184)
16.524	4.503	1.393	104.802	-	308.848	-	1.874	310.722
				127.222	308.848	-	1.874	310.722
				10	-	-	-	-
					667	-	1.161	1.828
				(34.836)	(34.836)	-	(335)	(35.171)
					(19.948)	-	719	(19.229)
					-	-	-	-
			(34.826)	34.826	-	-	-	-
					-	-	(220)	(220)
16.524	4.503	1.393	69.976	-	254.731	-	3.199	257.930
				92.396	254.731	-	3.199	257.930

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA

Exercícios findos em 31 de dezembro (em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
Fluxos de caixa das atividades operacionais				
Prejuízo do exercício	(35.171)	(21.924)	(34.836)	(21.692)
Ajustes para:				
Despesa atuarial de planos de pensão e saúde	6.388	4.773	5.872	4.225
Resultado de participações em investidas	797	(451)	4.294	(3.730)
Depreciação, depleção e amortização	38.574	30.677	28.039	22.518
Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	47.676	44.636	33.468	34.814
Ajuste a valor de mercado dos estoques	1.547	2.461	14	493
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	3.641	5.555	669	4.401
Baixa de poços secos	4.921	5.048	3.784	4.828
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	6.194	-	4.788
Resultado com alienações/baixas de ativos, áreas devolvidas e projetos cancelados	2.893	743	3.075	4.282
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados e outras	30.784	8.461	26.094	6.254
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	(8.911)	(8.025)	(8.047)	(8.555)
Redução (aumento) de ativos				
Contas a receber	(1.496)	(5.929)	1.485	(5.712)
Estoques	1.730	1.378	546	2.542
Depósitos Judiciais	(2.526)	(1.194)	(2.640)	(1.067)
Outros ativos	(2.474)	(5.272)	(3.191)	(6.515)
Aumento (redução) de passivos				
Fornecedores	(3.890)	(2.982)	(11.896)	856
Impostos, taxas e contribuições	2.716	(3.171)	3.740	(2.513)
Planos de pensão e de saúde	(2.367)	(1.967)	(2.232)	(1.867)
Outros passivos	1.575	3.230	1.802	2.618
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	86.407	62.241	50.040	40.968
Fluxo de caixa das atividades de investimentos				
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	(71.311)	(81.909)	(50.589)	(60.873)
Adições (redução) em investimentos	(344)	(787)	(29.229)	685
Recebimentos pela venda de ativos	2.592	9.399	2.157	2.194
Resgate (investimentos) em títulos e valores mobiliários ⁽¹⁾	25.971	(12.812)	6.054	8.908
Dividendos recebidos	874	901	4.699	3.506
Recursos líquidos (utilizados) nas atividades de investimentos	(42.218)	(85.208)	(66.908)	(45.580)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos				
Participação de acionistas não controladores	243	(250)	-	-
Captações	56.158	72.871	117.844	92.540
Amortizações de principal	(49.741)	(23.628)	(82.544)	(76.329)
Amortizações de juros	(20.851)	(14.109)	(6.973)	(5.687)
Dividendos pagos	-	(8.735)	-	(8.735)
Recursos líquidos gerados/(utilizados) pelas atividades de financiamentos	(14.191)	26.149	28.327	1.789
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	23.608	3.885	-	-
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício	53.606	7.067	11.459	(2.823)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	44.239	37.172	5.094	7.917
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	97.845	44.239	16.553	5.094

⁽¹⁾Reclassificação de R\$ 231, na Controladora em 2014, conforme descrito na nota explicativa 2.3. As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO

Exercícios findos em 31 de dezembro (em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
Receitas				
Vendas de produtos e serviços e outras receitas	414.859	425.341	338.059	346.278
Ganhos e perdas em créditos de liquidação duvidosa	(3.641)	(5.555)	(669)	(4.401)
Receitas relativas à construção de ativos para uso	68.703	82.389	53.634	68.223
	479.921	502.175	391.024	410.100
Insumos adquiridos de terceiros				
Matérias-primas e produtos para revenda	(94.453)	(136.809)	(67.401)	(108.578)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(109.876)	(114.879)	(88.143)	(97.797)
Créditos fiscais sobre insumos adquiridos de terceiros	(22.311)	(26.199)	(19.753)	(24.340)
Perdas no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(47.676)	(44.636)	(33.468)	(34.814)
Ajuste a valor de mercado dos estoques	(1.547)	(2.461)	(14)	(493)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	(6.194)	-	(4.788)
	(275.863)	(331.178)	(208.779)	(270.810)
Valor adicionado bruto	204.058	170.997	182.245	139.290
Depreciação, depleção e amortização	(38.574)	(30.677)	(28.039)	(22.518)
Valor adicionado líquido produzido pela companhia	165.484	140.320	154.206	116.772
Valor adicionado recebido em transferência				
Resultado de participações em investimentos	(797)	451	(4.294)	3.730
Receitas financeiras	4.867	5.355	6.208	6.080
Aluguéis, royalties e outros	377	314	420	809
	4.447	6.120	2.334	10.619
Valor adicionado a distribuir	169.931	146.440	156.540	127.391
Distribuição do valor adicionado				
Pessoal e administradores				
Remuneração direta				
Salários	19.068	18.832	14.219	14.973
Participação dos empregados nos lucros ou resultados	-	1.045	-	856
	19.068	19.877	14.219	15.829
Benefícios				
Vantagens ^(*)	1.452	3.661	1.110	3.106
Plano de aposentadoria e pensão	4.133	3.004	3.705	2.606
Plano de saúde	3.778	3.253	3.433	2.788
	9.363	9.918	8.248	8.500
FGTS	1.301	1.234	1.151	1.093
	29.732	31.029	23.618	25.422
Tributos				
Federais ^(†)	50.297	47.599	45.198	40.475
Estaduais	51.888	48.021	33.074	29.313
Municipais	725	431	377	237
No exterior ^(†)	6.879	6.785	-	-
	109.789	102.836	78.649	70.025
Instituições financeiras e fornecedores				
Juros, variações cambiais e monetárias	38.768	17.705	37.180	17.628
Despesas de aluguéis e afretamento	26.813	16.794	51.929	36.008
	65.581	34.499	89.109	53.636
Acionistas				
Resultado dos acionistas não controladores	(335)	(337)	-	-
Prejuízos absorvidos	(34.836)	(21.587)	(34.836)	(21.692)
	(35.171)	(21.924)	(34.836)	(21.692)
Valor adicionado distribuído	169.931	146.440	156.540	127.391

^(*) Inclui participações governamentais.^(†) Em 2015 inclui R\$ 418 no Consolidado (R\$ 2.443 em 2014), referente a gastos com Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário - PIDV (R\$ 326, em 2015 e R\$ 2.285 em 2014 na Controladora), conforme nota explicativa 22.8.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

NOTAS EXPLICATIVAS

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

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

Demonstrações contábeis individuais

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

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

O Conselho de Administração da companhia, em reunião realizada em 21 de março de 2016, 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, que é a moeda de seu principal ambiente econômico de operação. A moeda funcional da maior parte das controladas que atuam em ambiente econômico internacional é o dólar norte-americano. 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.

2.3 RECLASSIFICAÇÕES

Alguns valores relativos a períodos anteriores foram reclassificados para melhor comparabilidade com o período atual. Estas reclassificações não afetaram o resultado e patrimônio líquido da companhia e estão detalhadas a seguir:

- Bonificação por desempenho de clientes, no montante de R\$ 1.607, no Consolidado, classificada em contas a receber líquidas no ativo não circulante passou a ser classificada em outros realizáveis a longo prazo, visando proporcionar melhor apresentação das contas a receber, alinhado com a prática de mercado.
- Cessões de direitos creditórios performados da Controladora, no montante de R\$ 1.536, classificadas como conta redutora em contas a receber líquidas no ativo circulante passaram a ser apresentadas como financiamentos, no passivo circulante.
- A parcela das aplicações financeiras em fundo de investimentos em direitos creditórios classificadas como Caixa e Equivalentes de Caixa da Controladora passou a ser apresentada em Títulos e Valores Mobiliários (R\$ 231).

3. "OPERAÇÃO LAVA JATO" E SEUS REFLEXOS NA COMPANHIA

Em 2009, a Polícia Federal brasileira iniciou uma investigação denominada "Operação Lava Jato", visando a apurar práticas de lavagem de dinheiro por organizações criminosas em diversos estados brasileiros. A "Operação Lava Jato" é uma investigação extremamente ampla com relação a diversas práticas criminosas e vem sendo realizada através de várias frentes de trabalho, cujo escopo envolve crimes cometidos por agentes atuando em várias partes do país e diferentes setores da economia.

A partir de 2014 e ao longo de 2015, o Ministério Público Federal concentrou parte de suas investigações em irregularidades cometidas por empreiteiras e fornecedores da Petrobras e descobriu um amplo esquema de pagamentos indevidos, que envolvia um grande número de participantes, incluindo ex-empregados da Petrobras. Baseado nas informações disponíveis à companhia, o referido esquema consistia em um conjunto de empresas que, entre 2004 e abril de 2012, se organizaram em cartel para obter contratos com a Petrobras, impondo gastos adicionais nestes contratos e utilizando estes valores adicionais para financiar pagamentos indevidos a partidos políticos, políticos eleitos ou outros agentes políticos, empregados de empreiteiras e fornecedores, ex-empregados da Petrobras e outros envolvidos no esquema de pagamentos indevidos. Este esquema foi tratado como esquema de pagamentos indevidos e as referidas empresas como "membros do cartel".

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

Determinados ex-executivos da Petrobras foram presos e/ou denunciados por lavagem de dinheiro e corrupção passiva. Outros de nossos ex-executivos e executivos de empresas fornecedoras de bens e serviços para a Petrobras foram ou poderão ser denunciados como resultado da investigação. Os valores pagos pela Petrobras no âmbito dos contratos junto aos fornecedores e empreiteiras envolvidos no esquema descrito anteriormente foram integralmente incluídos no custo histórico dos respectivos ativos imobilizados da companhia. No entanto, a Administração entendeu, de acordo com o IAS 16 (Property, plant and Equipment), que a parcela dos pagamentos que realizou a essas empresas e que foi por elas utilizada para realizar pagamentos indevidos, o que representa gastos adicionais incorridos em decorrência do esquema de pagamentos indevidos, não deveria ter sido capitalizada. Assim, no terceiro trimestre de 2014 a companhia reconheceu uma baixa no montante de R\$ 6.194 (R\$ 4.788 na Controladora) de gastos capitalizados, referente a valores que a Petrobras pagou adicionalmente na aquisição de ativos imobilizados em exercícios anteriores.

Como descrito a seguir, a companhia tem monitorado continuamente as investigações para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados em 2014, não tendo identificado, na preparação das demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2015, nenhuma informação adicional que impactasse a metodologia de cálculo adotada e consequentemente o registro contábil de baixas complementares.

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

3.1 RESPOSTA DA COMPANHIA ÀS QUESTÕES DESCOBERTAS NAS INVESTIGAÇÕES EM CURSO

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

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

Somos oficialmente reconhecidos como vítima dos crimes apurados na "Operação Lava Jato" pelo Ministério Público Federal e pelo juiz competente para julgar os processos relacionados ao caso. Por esse motivo, ingressamos nas ações penais como assistentes de acusação e renovamos o nosso compromisso de continuar cooperando para a elucidação dos fatos e comunicá-los regularmente aos nossos investidores e ao público em geral.

Não toleramos qualquer prática de corrupção e consideramos inadmissíveis práticas de atos ilegais envolvendo os nossos empregados. Deste modo, em 2015, tomamos diversas medidas como resposta às ocorrências reveladas na "Operação Lava Jato", conforme mencionado a seguir.

No processo de fortalecimento da estrutura de controles internos, a companhia continuou a implementar medidas para aprimorar sua governança corporativa e os sistemas de conformidade (*compliance*).

No que tange à Governança Corporativa, o Estatuto Social da companhia foi reformado. Assim, os comitês de assessoramento ao Conselho de Administração se transformaram em estatutários, incluindo o Comitê de Auditoria, que, em 26 de fevereiro de 2016,

foi instaurado como Comitê de Auditoria Estatutário, nos termos da Instrução CVM nº 308/99, alterada pelas Instruções CVM nº 509/11 e nº 545/14; e o Comitê de Remuneração e Sucessão, responsável por estabelecer os critérios mínimos a serem atendidos para nomeações de Conselheiros, Diretores e Gerentes Executivos. Houve, ainda, a criação de dois novos comitês, o Comitê Estratégico e o Comitê Financeiro. Importante mencionar também a nova forma de representação da companhia, sempre por dois diretores em conjunto. Além disso, foram revisados os limites de competência na Petrobras, mediante a implantação de um sistema de autorização compartilhada, em que no mínimo dois gestores são necessários para a tomada de decisões.

Quanto aos sistemas de conformidade (*compliance*), a companhia, dentre outras iniciativas, optou por:

- reestruturar sua Ouvidoria-Geral, implementando um canal único de denúncias recebidas por empresa independente;
- revisar e atualizar o Manual do Programa Petrobras de Prevenção da Corrupção (PPPC), bem como seus instrumentos contratuais e o Manual da Petrobras para Contratação;
- desenvolver implementação, em todas as suas contratações, de procedimentos corporativos de qualificação relacionados ao requisito de integridade. Esse procedimento prevê a aplicação de um processo de revisão (*Due Diligence*) de Integridade e identificação de pontos de atenção (*red flags*).
- manter vigente bloqueio cautelar de empresas, uma importante medida preventiva adotada pela Petrobras, impedindo que empresas investigadas participem de processos licitatórios e venham a assinar novos contratos;
- constituir, na estrutura organizacional formal da companhia, um Comitê de Correição, com a finalidade de orientar, homogeneizar e acompanhar a aplicação de sanções disciplinares em casos relacionados a fraude ou corrupção; e
- aprovar Política de Gestão de Riscos Empresariais, em junho de 2015, que explicita autoridades, responsabilidades, os princípios e as diretrizes que devem nortear as iniciativas associadas à gestão de riscos no Sistema Petrobras.

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

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

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

Com esse objetivo, ingressamos cinco ações civis públicas por atos de improbidade administrativa, ajuizadas pelo Ministério Público Federal em 20 de fevereiro de 2015, bem como em outra ação de mesmo objeto ajuizada pela União Federal, incluindo pedido de indenização por danos morais.

Para cada ação de improbidade, foi distribuída uma ação cautelar, com objetivo de bloqueio de bens dos réus para garantir o futuro ressarcimento da Petrobras, o que já foi deferido pelos respectivos Juízos.

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.

Nesse sentido, em 2015, a Petrobras recebeu como ressarcimento de danos, a quantia de R\$ 230 (R\$ 157 em 13 de maio de 2015 e R\$ 73 em 25 de agosto de 2015), referentes a parte do montante repatriado de Pedro José Barusco Filho (ex-Gerente Executivo de Serviços) através do acordo de colaboração premiada por ele celebrado.

Não obstante, a companhia não pode estimar de forma confiável qualquer valor recuperável adicional neste momento. Valores recebidos, ou quando sua realização se tornar praticamente certa, serão reconhecidos no resultado do exercício.

3.2 ABORDAGEM ADOTADA PARA AJUSTE DE ATIVOS AFETADOS PELOS GASTOS ADICIONAIS

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

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

- As informações disponíveis para a companhia, através dos depoimentos, identificam as empresas envolvidas no esquema de pagamentos indevidos, o período de tempo em que o esquema funcionou e indicam diversos contratos alvo dos atos ilícitos, porém não especificam os pagamentos específicos realizados no âmbito dos contratos e que incorporavam gastos adicionais, bem como os períodos em que os pagamentos que incorporaram gastos adicionais foram feitos.
- A Petrobras não fez qualquer desses pagamentos indevidos. Como eles foram feitos por empreiteiras e fornecedores, os valores exatos que foram gastos adicionalmente pela companhia e usados para financiar pagamentos indevidos não podem ser identificados. Informações que determinem o montante que foi cobrado adicionalmente da Petrobras pelos membros do cartel não se encontram nos registros contábeis da companhia, que refletem 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 está em andamento 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. 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.

Devido à impraticabilidade de identificação dos períodos e montantes de gastos adicionais incorridos pela companhia, a Petrobras desenvolveu uma metodologia para estimar o ajuste que foi feito no ativo imobilizado no terceiro trimestre de 2014, que envolve os cinco passos descritos a seguir:

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

O cálculo considerou todos os valores verificados 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.

Cabe esclarecer que aditivos em contratos com empresas envolvidas na metodologia para estimar o ajuste que foi feito no ativo imobilizado no terceiro trimestre de 2014, somente podem ser firmados a partir de 2015, de forma excepcional, após análise e conclusão de que o aditivo é imprescindível para os negócios da Petrobras e após a aplicação de rigorosos mecanismos de conformidade que mitiguem os riscos de fraude e corrupção. Essa avaliação inclui uma análise sobre aspectos financeiros e comerciais de forma independente do contrato original de modo a garantir que os valores sejam vantajosos para a Petrobras e não estejam contaminados por pagamentos indevidos. Por essa razão, não se vislumbra a necessidade de ajustes adicionais em função de aditivos firmados a partir de 2015.

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

No caso específico de valores cobrados adicionalmente por empresas fora do escopo do cartel, a companhia considerou como parte da baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente os valores

específicos de pagamentos indevidos ou o percentual sobre o contrato citados nos depoimentos prestados em colaborações premiadas, pois também foram utilizados por essas empresas para financiar pagamentos indevidos.

A 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 incorporou 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 associada ao esquema de pagamentos indevidos 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 estavam 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.

Na preparação das demonstrações contábeis do período findo em 31 de dezembro de 2015, a companhia considerou todas as informações disponíveis, não tendo identificado nenhuma informação adicional que impactasse a metodologia de cálculo adotada e consequentemente o registro contábil de baixas complementares:

- Depoimentos prestados no âmbito dos acordos de colaboração premiada celebrados pelo Ministério Público Federal e que não estão mantidos em sigilo;
- Ações de improbidade administrativa ajuizadas pelo Ministério Público Federal contra membros do cartel pelos danos materiais atribuíveis ao esquema de pagamentos indevidos;
- Ações criminais ajuizadas pelo Ministério Público Federal contra indivíduos envolvidos no esquema de pagamentos indevidos, como representantes das empreiteiras, intermediários ou ex-empregados da Petrobras;
- Decisões do Judiciário nas ações de improbidade administrativa e ações penais ajuizadas pelo Ministério Público Federal: decretação de indisponibilidade de bens de parte dos réus, deferimento de pedidos de prisão provisória de investigados, recebimento de denúncias, entre outras;
- Sentenças de 1ª instância proferidas em parte das ações criminais ajuizadas pelo Ministério Público Federal;
- Acordo de leniência da empresa Setal Engenharia e Construções, participante do cartel, com as autoridades brasileiras;
- Termo de Cessação de Conduta da empresa Construções e Comércio Camargo Corrêa, participante do cartel, com as autoridades brasileiras;
- Nota Técnica nº 38/2015 do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, que fundamentou a instauração de Processo Administrativo em face dos membros do cartel.

A Petrobras monitorou as investigações da “Operação Lava Jato” efetuadas pelas autoridades brasileiras e pela investigação interna independente conduzida por escritórios de advocacia, obtendo

progressos satisfatórios. Como resultado, não foram identificadas novas informações que alterassem o ajuste realizado de gastos adicionais capitalizados indevidamente, ou impactasse de forma relevante a metodologia adotada pela companhia. A Petrobras continuará monitorando as investigações para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados.

3.3 INVESTIGAÇÕES ENVOLVENDO A COMPANHIA

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

Em 21 de novembro de 2014, a Petrobras recebeu uma intimação (*subpoena*) da Securities and Exchange Commission (SEC) requerendo documentos relativos à companhia. A companhia tem atendido às solicitações oriundas da intimação (*subpoena*) e pretende continuar contribuindo, em conjunto com os escritórios de advocacia brasileiro e norte-americano contratados para realizar uma investigação interna independente.

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

3.4 AÇÕES JUDICIAIS ENVOLVENDO A COMPANHIA

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

4. SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

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

4.1 BASE DE CONSOLIDAÇÃO

As demonstrações contábeis consolidadas abrangem informações da Petrobras, e das suas controladas, operações controladas em conjunto e entidades estruturadas consolidadas.

O controle é obtido quando a Petrobras possui: i) poder sobre a investida; ii) exposição a, ou direitos sobre, retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a investida; e iii) a capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor de seus retornos.

As empresas subsidiárias e controladas são consolidadas a partir da data em que o controle é obtido até a data em que esse controle deixa de existir, utilizando práticas contábeis consistentes às adotadas pela companhia.

A nota explicativa 11 apresenta as empresas consolidadas, juntamente com os demais investimentos diretos.

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

Entidades estruturadas consolidadas	País	Principal segmento de atuação
Charter Development LLC – CDC	E.U.A	E&P
Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais – CDMPI	Brasil	Abast
PDET Offshore S.A.	Brasil	E&P
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-padronezados do Sistema Petrobras	Brasil	Corporativo
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Padronizados do Sistema Petrobras	Brasil	Corporativo

O processo de consolidação das contas patrimoniais e de resultado corresponde à soma dos saldos das contas de ativo, passivo, receitas e despesas, segundo a sua função, complementada com as eliminações das operações realizadas entre empresas consolidadas, bem como dos saldos e resultados não realizados entre as referidas empresas.

4.1.1 Reconciliação do patrimônio líquido e prejuízo do consolidado com o da controladora

	Patrimônio líquido		Prejuízo	
	31.12.2015	31.12.2014	2015	2014
Consolidado - IFRS / CPC	257.930	310.722	(35.171)	(21.924)
Patrimônio de acionistas não controladores	(3.199)	(1.874)	335	337
Despesas diferidas líquidas de IR ⁽¹⁾	-	-	-	(105)
Controladora - CPC	254.731	308.848	(34.836)	(21.692)

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

4.2 INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIO

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

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 estão segmentadas de acordo com a gestão dos negócios da companhia.

Com a extinção da Diretoria Internacional, a gestão dos negócios internacionais foi realocada às áreas de negócios do E&P, Abastecimento, Gás e Energia, assegurando as especificidades de cada área de negócio em que o Sistema Petrobras atua.

- Exploração e Produção (E&P): abrange as atividades de exploração, desenvolvimento da produção e produção de petróleo, LGN (líquido de gás natural) e gás natural no Brasil e no exterior, objetivando atender, prioritariamente, as refinarias do país e, ainda, comercializando nos mercados interno e externo o excedente de petróleo, bem como derivados produzidos em suas plantas de processamento de gás natural, atuando, também, de forma associada com outras empresas em parcerias.
- Abastecimento: contempla as atividades de refino, logística, transporte e comercialização de derivados e petróleo, no Brasil e no exterior, exportação de etanol, extração e processamento de xisto, além das participações em empresas do setor petroquímico no Brasil.
- Gás e Energia: engloba as atividades de transporte e comercialização do gás natural produzido no Brasil e no exterior ou importado, de transporte e comercialização de GNL (gás natural liquefeito), de geração e comercialização de energia elétrica, assim como as participações societárias em transportadoras e distribuidoras de gás natural e em termoelétricas no Brasil, além de ser responsável pelos negócios com fertilizantes.
- 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., assim como por operações de distribuição de derivados no exterior (América do Sul).

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

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

4.3 INSTRUMENTOS FINANCEIROS

4.3.1 Caixa e equivalentes de caixa

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

4.3.2 Títulos e valores mobiliários

Investimentos em títulos e valores mobiliários compreendem investimentos em títulos de dívida e patrimônio. Estes instrumentos são inicialmente mensurados ao valor justo, são classificados de acordo com a intenção e capacidade 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. Mensurados ao valor justo, cujas alterações são reconhecidas no resultado como receitas (despesas) financeiras.
- Mantidos até o vencimento: incluem títulos não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis com vencimentos definidos para os quais a companhia tem intenção e capacidade de manter até o vencimento. Mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva.
- Disponíveis para venda: incluem títulos não derivativos que são designados como disponíveis para venda ou que não são classificados em nenhuma outra categoria. Mensurados ao valor justo cujas alterações são reconhecidas em outros resultados abrangentes, no patrimônio líquido, e reclassificadas para resultado 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, posteriormente, mensurados pelo custo amortizado, com o uso do método da taxa de juros efetiva, sendo deduzidas as perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*) e crédito de liquidação duvidosa.

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

4.3.4 Financiamentos

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

4.3.5 Instrumentos financeiros derivativos

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

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

4.3.6 Contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa

A companhia utiliza instrumentos derivativos e não derivativos como instrumentos de proteção e aplica a contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa para determinadas transações.

As relações de *hedge* de fluxos de caixa se referem a *hedge* de exposição à variabilidade nos fluxos de caixa atribuível a um risco particular associado a um ativo ou passivo reconhecido ou a uma transação prevista altamente provável, que possam afetar o resultado.

Em tais *hedges*, a parcela eficaz dos ganhos e perdas decorrentes dos instrumentos de proteção é reconhecida no patrimônio líquido em outros resultados abrangentes e transferida para o resultado financeiro quando o item protegido for efetivamente realizado. A parcela não eficaz é registrada no resultado financeiro do período.

Quando um instrumento de *hedge* vence ou é liquidado antecipadamente, quando um *hedge* não atende mais aos critérios de contabilização de *hedge* ou quando a Administração decide revogar a designação de contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*), o ganho ou perda acumulado permanece reconhecido no patrimônio líquido. A reclassificação do ganho ou perda para o resultado é realizada quando a transação prevista ocorre. Quando não se espera que 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. Apenas as operações em conjunto constituídas por meio de entidade veículo com personalidade jurídica própria são avaliadas pelo MEP. Para as demais as operações em conjunto, a companhia reconhece a participação dos seus ativos, passivos e as respectivas receitas e despesas nestas operações.

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

4.6 COMBINAÇÃO DE NEGÓCIOS E GOODWILL

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

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

As mudanças de participações em controladas que não resultem em alteração de controle não são consideradas uma combinação de negócios e, portanto, são reconhecidas diretamente no patrimônio líquido, como transações de capital, pela diferença entre o preço pago/recebido e o valor contábil da participação adquirida/vendida.

4.7 GASTOS COM EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Os gastos incorridos com exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural são contabilizados de acordo com o método dos esforços bem sucedidos, conforme a seguir:

- Gastos relacionados com atividades de geologia e geofísica são reconhecidos como despesas no período em que são incorridos.
- Valores relacionados à obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural são inicialmente capitalizados.
- 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 descobertas 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 compreende também os custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo em condições de operação, bem como, quando aplicável, estimativa dos custos com desmontagem e remoção do imobilizado e de restauração do local onde está localizado, deduzido da depreciação acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*).

Os gastos com grandes manutenções planejadas efetuadas para restaurar ou manter os padrões originais de desempenho das unidades industriais, das unidades marítimas de produção e dos navios são reconhecidos no ativo imobilizado quando 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 vigentes durante o período, aplicada sobre o saldo de obras em andamento. Esses custos são amortizados ao longo das vidas úteis estimadas ou pelo método das unidades produzidas dos respectivos ativos. A companhia cessa a capitalização dos encargos financeiros dos ativos qualificáveis cujo desenvolvimento esteja interrompido por longos períodos.

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

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

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

Direitos e concessões, como o bônus de assinatura 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 12.2.

4.9 INTANGÍVEL

Está demonstrado pelo custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*). É composto por direitos e concessões que incluem, principalmente, bônus de assinatura pagos pela obtenção de concessões para exploração de petróleo ou gás natural, concessões de serviços públicos, além de marcas e patentes, *softwares* e ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*), decorrente de aquisição de participação com controle. Nas demonstrações contábeis individuais, este ágio é apresentado no Investimento.

Os direitos e concessões correspondentes aos bônus de assinatura das concessões, quando da declaração de comercialidade dos campos, são reclassificados para o ativo imobilizado e, 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 13.1. 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 quando há indicativos de não recuperação do seu valor contábil. Os ativos vinculados ao desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural e aqueles que têm vida útil indefinida, como o ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*), oriundos de uma combinação de negócios, têm a recuperação do seu valor testada anualmente, independentemente de haver indicativos de perda de valor.

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, as sinergias do sistema Petrobras e a expectativa de utilização dos ativos até o final da vida útil, o valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado.

O valor em uso é estimado com base no valor presente dos fluxos de caixa futuros decorrentes do uso contínuo dos respectivos ativos, 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 grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa, entradas essas que são em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos (Unidade Geradora de Caixa – UGCs).

Os ativos vinculados 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, ou polo a polo, 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.

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

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

Para a companhia, a condição para a classificação como mantido para venda somente é alcançada quando a alienação for aprovada pela Administração, o ativo estiver disponível para venda imediata em suas condições atuais e existir a expectativa de que a venda ocorra em até 12 meses após a classificação como disponível para venda. Contudo,

nos casos em que comprovadamente o não cumprimento do prazo de até 12 meses for causado por acontecimentos ou circunstâncias fora do controle da companhia e se ainda houver evidências suficientes da alienação, a classificação pode ser mantida.

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

4.13 DESMANTELAMENTO DE ÁREAS

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

Desde que exista obrigação legal e seu valor possa ser estimado em bases confiáveis, os gastos com desmantelamento de áreas são reconhecidos como parte do ativo imobilizado que lhes deu origem pelo seu valor presente, obtido por meio de uma taxa de desconto ajustada ao risco, tendo como contrapartida o registro de uma provisão no passivo da companhia.

As estimativas de desmantelamento de área são revisadas anualmente e amortizadas nas mesmas bases dos ativos principais. Os juros incorridos pela atualização da provisão são classificados como despesas financeiras.

As obrigações futuras com desmantelamento de área de produção de petróleo e gás são 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 que incorporem 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, exceto quando a realização do ganho é praticamente certa.

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 resultado corrente, a companhia adotou e aplicou as disposições contidas na Lei 12.973/14 a partir do exercício de 2015. A referida lei revogou o Regime Tributário de Transição (RTT), cujos efeitos estão sendo divulgados na nota explicativa 21.5.

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

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

b) Imposto de renda e contribuição social diferidos

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são calculados sobre as diferenças temporárias apuradas entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis, na data do período que está sendo reportado. Impostos diferidos ativos são reconhecidos somente na proporção em que o lucro real futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser utilizadas. Quando da existência de ativo fiscal diferido líquido, situação esta que ocorre quando o valor do ativo fiscal diferido supera o valor

reconhecido como passivo fiscal diferido, relacionados ao mesmo ente tributante, o reconhecimento baseia-se em estudo técnico de rentabilidade futura, aprovado pela Administração da companhia.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são determinados mediante aplicação das alíquotas (e legislação fiscal) que estejam em vigor ao final do período que está sendo reportado, aplicadas quando os respectivos ativos e passivos diferidos forem realizados ou liquidados.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são apresentados líquidos, por contribuinte, quando existe direito à compensação dos ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais correntes e os ativos fiscais diferidos e os passivos fiscais diferidos estão relacionados com tributos sobre o lucro lançados pela mesma autoridade tributária na mesma entidade tributável.

4.16 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 são reconhecidas quando incorridas da seguinte maneira: i) custo do serviço e juros líquidos, no resultado do exercício, e ii) remensurações, em outros resultados abrangentes.

O custo do serviço compreende: i) custo do serviço corrente, que é o aumento no valor presente da obrigação de benefício definido resultante do serviço prestado pelo empregado no período corrente; ii) custo do serviço passado, que é a variação no valor presente da obrigação de benefício definido por serviço prestado por empregados em períodos anteriores, resultante de alteração (introdução, mudanças ou o cancelamento de um plano de benefício definido) ou de redução (uma redução significativa, pela entidade, no número de empregados cobertos por um plano); e iii) qualquer ganho ou perda na liquidação (*settlement*).

Juros líquidos sobre o valor líquido de passivo de benefício definido é a mudança, durante o período, no valor líquido de passivo de benefício definido resultante da passagem do tempo.

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

A companhia 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 e saúde 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 os riscos e benefícios mais significativos inerentes ao produto forem transferidos ao comprador, o que geralmente acontece no ato da entrega, de acordo com os termos do contrato de venda. As receitas de vendas de serviços de fretes e outros são reconhecidas em função de sua realização.

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

5. ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS RELEVANTES

A preparação das demonstrações contábeis requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações e seus reflexos em ativos, passivos, receitas e despesas. As premissas utilizadas são baseadas no histórico e em outros fatores considerados relevantes, revisadas periodicamente pela Administração e cujos resultados reais podem diferir dos valores estimados.

A seguir são apresentadas informações apenas sobre práticas contábeis e estimativas que requerem elevado nível de julgamento ou complexidade em sua aplicação e que podem afetar materialmente a situação financeira e os resultados da companhia.

5.1 RESERVAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

As reservas de petróleo e gás natural são calculadas tendo por base informações econômicas, geológicas e de engenharia, como perfis de poço, dados de pressão e dados de amostras de fluidos de perfuração. Os volumes de reservas são utilizados para o cálculo das taxas de depreciação/depleção/amortização no método de unidades produzidas e teste de recuperabilidade dos ativos (*impairment*).

A determinação da estimativa do volume de reservas requer julgamento significativo e está sujeita a revisões, no mínimo anualmente, realizadas a partir de reavaliação de dados preexistentes e/ou novas informações disponíveis relacionadas à produção e geologia dos reservatórios, bem como alterações em preços e custos utilizados. As revisões podem, também, resultar de alterações significativas na estratégia de desenvolvimento da companhia ou na capacidade de produção 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, sendo que no critério ANP/SPE utiliza-se os preços de projeção da empresa, enquanto que para o critério SEC deve ser considerado o preço médio do primeiro dia útil dos últimos 12 meses; e a permissão da ANP de se considerar volumes além do prazo de concessão, para o critério ANP/SPE. Pelo critério SEC, são estimadas apenas as reservas provadas, enquanto no critério ANP/SPE são estimadas as reservas provadas e não provadas.

De acordo com as definições prescritas pela SEC, reservas provadas são as quantidades estimadas cujos dados de engenharia e geológicos demonstram, com razoável certeza, ser recuperáveis no futuro, a partir de reservatórios conhecidos e sob condições operacionais e econômicas existentes (preços e custos na data em que a estimativa é realizada). As reservas provadas são subdivididas em desenvolvidas e não desenvolvidas.

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

Embora a companhia entenda que as reservas provadas serão produzidas, as quantidades e os prazos de recuperação podem ser afetados por diversos fatores, que incluem a conclusão de projetos de desenvolvimento, o desempenho dos reservatórios, aspectos regulatórios e alterações significativas nos níveis de preço de petróleo e gás natural no longo prazo.

Outras informações sobre reservas são apresentadas nas informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

a) Impacto das reservas de petróleo e gás natural na depreciação, depleção e amortização

Depreciação, depleção e amortização são mensuradas com base em estimativas de reservas elaboradas por profissionais especializados da companhia, de acordo com as definições estabelecidas pela SEC. Revisões das reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas impactam de forma prospectiva os valores da depreciação, depleção e amortização reconhecidos nos resultados e os valores contábeis dos ativos de petróleo e gás natural.

Dessa forma, mantidas as demais variáveis constantes, uma redução na estimativa de reservas provadas aumentaria, prospectivamente, o valor de despesas com depreciação/depleção/amortização, enquanto um incremento das reservas resultaria, prospectivamente, em redução no valor de despesas com depreciação/depleção/amortização.

Outras informações sobre depreciação e depleção são apresentadas nas notas explicativas 4.8 e 12.

b) Impacto das reservas de petróleo e gás natural 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.

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 testes de recuperabilidade dos ativos (*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 - UGCs envolve julgamentos e avaliação por parte da Administração, com base em seu modelo de negócio e gestão.

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

As premissas utilizadas foram as seguintes:

a) UGCs da área de Exploração e Produção:

- i. UGC - campo ou polo de produção de petróleo e gás, composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção da área no Brasil e exterior. Em 31 de dezembro de 2015, a companhia revisou a composição do polo Centro-Sul, vinculado à Unidade Operacional da Bacia de Campos (UO-BC), produtor de óleo com gás associado, excluindo alguns campos que passaram a ser testados individualmente. Essa exclusão deve-se: (i) ao início da fase de interrupção de produção do Campo de Bicudo; (ii) ao processo de alienação dos Campos de Bijupirá e Salema; e (iii) à revisão do planejamento de escoamento de gás do polo, desconsiderando a necessidade de injeção de gás para garantir a produção de óleo, devido à elevada demanda do produto pelo mercado para geração termoeletrica, com a conseqüente exclusão dos Campos de Espadarte, Linguado, Badejo, Pampo, Trilha, Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça.
- ii. UGC - Sonda de perfuração, cada sonda de perfuração representa uma unidade geradora de caixa isolada.

b) UGCs da área de Abastecimento:

- i. UGC Abastecimento: conjunto de ativos que compõe as refinarias, terminais e dutos, bem como os ativos logísticos operados pela Transpetro. 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, diante de uma série de circunstâncias que incluem: a) postergação dos projetos do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) e 2º trem de refino da Refinaria Abreu e Lima (RNEST); b) redução das receitas operacionais devido ao

declínio dos preços do petróleo no mercado internacional; c) desvalorização do Real; d) dificuldades de acesso ao mercado de capitais; e e) insolvência de empreiteiras e fornecedores, a companhia excluiu ativos em construção no âmbito dos projetos do Comperj e 2º trem de refino RNEST desta UGC, passando a tratar esses ativos como duas UGCs isoladas: Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) e 2º trem de refino da Refinaria Abreu e Lima (RNEST);

- ii. UGC Petroquímica: ativos das plantas petroquímicas das empresas PetroquímicaSuape e Citepe;
- iii. UGC Transporte: a unidade geradora de caixa desse segmento é definida pelos ativos da frota de navios da Transpetro;
- iv. UGC SIX: planta de processamento de xisto; e
- v. Demais UGCs: compreendem ativos no exterior avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

c) UGCs da área de Gás e Energia:

- i. UGC Gás Natural: conjunto de ativos que compõe a malha comercial do gás natural (gasodutos), unidades de processamento de gás natural (UPGN) e conjunto de ativos de fertilizantes e nitrogenados (plantas industriais). Durante o trimestre findo em 31 de dezembro de 2014, após a interrupção das obras da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (MS), a companhia rescindiu 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. Adicionalmente, no decorrer do exercício de 2015, o novo plano de negócios e gestão - PNG de 2015 a 2019 excluiu do seu horizonte o projeto da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados V (UFN V). Em função disso, a companhia excluiu os ativos em construção da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN III) e da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados V (UFN V), desta UGC, passando a tratar esses ativos como UGCs isoladas: UFN III e UFN V;
- ii. UGC Energia: conjunto de ativos que compõe o portfólio de usinas termoeletricas (UTE); e
- iii. Demais UGCs: compreendem ativos no exterior avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

d) UGC da área de Distribuição: conjunto de ativos de distribuição, relacionados, principalmente, às atividades operacionais da Petrobras Distribuidora S.A.

e) UGC da área de Biocombustível (UGC Biodiesel): conjunto de ativos que compõe as usinas de biodiesel. A definição da UGC, com avaliação conjunta das usinas, reflete o processo de planejamento e realização da produção, considerando as condições do mercado nacional e a capacidade de fornecimentos de cada usina, assim como os resultados alcançados nos leilões e a oferta de matéria-prima.

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

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

5.3 BENEFÍCIOS DE PENSÃO E OUTROS BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

Os compromissos atuariais e os custos com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica

dependem de uma série de premissas econômicas e demográficas, dentre as principais utilizadas estão:

- Taxa de desconto – compreende a curva de inflação projetada com base no mercado mais juros reais apurados por meio de uma taxa equivalente que conjuga o perfil de maturidade das obrigações de pensão e saúde com a curva futura de retorno dos títulos de mais longo prazo do governo brasileiro;
- Taxa de variação de custos médicos e hospitalares – premissa representada pela projeção de taxa de crescimento dos custos médicos e hospitalares, baseada no histórico de desembolsos para cada indivíduo (*per capita*) da companhia nos últimos cinco anos, que se iguala à taxa da inflação geral da economia no prazo de 30 anos.

Essas e outras estimativas são revisadas, anualmente, e podem divergir dos resultados reais devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas, além do comportamento das premissas atuariais.

A análise de sensibilidade das taxas de desconto e de variação de custos médicos e hospitalares, assim como informações adicionais das premissas estão divulgadas na nota explicativa 22.

5.4 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 decorrentes 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 em alto mar (*offshore*) de produção de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior. As estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são realizadas com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados.

Os cálculos das referidas estimativas são complexos e envolvem julgamentos significativos, uma vez que 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 regulamentações ambientais e de segurança.

A companhia está constantemente conduzindo estudos para incorporar tecnologias e procedimentos de modo a otimizar as operações de abandono, considerando as melhores práticas da indústria. Contudo, os prazos e os valores dos fluxos de caixa futuros estão sujeitos a incertezas significativas.

Outras informações sobre desmantelamento de áreas são apresentadas nas notas explicativas 4.13 e 20.

5.6 TRIBUTOS DIFERIDOS SOBRE O LUCRO

A companhia utiliza de julgamentos para determinar o reconhecimento e o valor dos tributos diferidos nas demonstrações contábeis. Os ativos fiscais diferidos são reconhecidos se for provável a existência de lucros tributáveis futuros. O tributo diferido passivo é reconhecido integralmente.

A determinação do reconhecimento de ativos fiscais diferidos requer a utilização de estimativas contidas no Plano de Negócios e Gestão (PNG) para o Sistema Petrobras, que anualmente é aprovado pelo

Conselho de Administração. Esse plano contém as principais premissas que suportam a mensuração dos lucros tributáveis futuros que são: i) preço do petróleo do tipo *brent*; ii) taxa de câmbio; iii) resultado financeiro líquido.

A movimentação do imposto de renda e contribuição diferidos estão apresentados na nota explicativa 21.6.

5.7 CONTABILIDADE DE HEDGE DE FLUXO DE CAIXA DE EXPORTAÇÃO

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no Plano de Negócio e Gestão (PNG) e Plano Estratégico (PE), representando uma parcela dos valores projetados no PNG, sendo determinados pela aplicação de percentual obtido na comparação entre a série histórica de valores projetados e da efetiva realização das exportações. Os valores das exportações futuras são recalculados a cada alteração de premissa na projeção do PNG e do PE. O percentual aplicado sobre os valores projetados de exportação é reavaliado, pelo menos, uma vez ao ano.

A estimativa dos valores projetados da exportação utilizados nos planos de negócios é resultado de um modelo de otimização das operações e investimentos da companhia, sendo influenciado por diversos fatores, dentre os quais podemos destacar as projeções dos preços dos petróleos e seus derivados, da produção da Petrobras e do consumo no mercado doméstico nacional.

Outras informações e análises de sensibilidades da contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa de exportação são divulgadas na nota explicativa 33.2.

5.8 BAIXA DE GASTOS ADICIONAIS CAPITALIZADOS INDEVIDAMENTE

Como descrito na nota explicativa 3, a companhia realizou baixas contábeis de R\$ 6.194 no terceiro trimestre de 2014, referentes a custos capitalizados representando montantes pagos na aquisição de imobilizado em anos anteriores.

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

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

5.9 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

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 2015 são as seguintes:

Norma	Exigências-chave	Data de vigência
Emenda ao IFRS 11 "Negócios em Conjunto"	Determina que uma entidade que adquira 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 ao IAS 28 "Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto"	Determina que quando um ativo for vendido para, ou aportado em uma coligada ou em um empreendimento controlado em conjunto, e o ativo atende à 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). Porém, se a venda ou o aporte não envolver um negócio, conforme definido pelo IFRS 3/CPC 15, eventual ganho ou perda deve ser reconhecido pelo investidor proporcionalmente à participação de terceiros na coligada ou empreendimento controlado em conjunto.	Postergada indefinidamente.
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 2018
IFRS 9 - "Instrumentos Financeiros"	Estabelece um novo modelo para classificação de ativos financeiros, baseado nas características dos fluxos de caixa e no modelo de negócios usado para gerir o ativo. Altera os princípios para reconhecimento de redução ao valor recuperável (<i>impairment</i>) de perdas incorridas para um modelo baseado nas perdas esperadas. Institui novos requisitos relacionados à 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.

IFRS 16 - "Arrendamento Mercantil"

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

O IFRS 16 contém princípios para a identificação, o reconhecimento, a mensuração, a apresentação e a divulgação de arrendamentos mercantis, tanto por parte de arrendatários como de arrendadores.

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

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

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

B) LEGISLAÇÃO TRIBUTÁRIA

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

- Lei nº 7.182 – cria a Taxa de Controle, Monitoramento e Fiscalização das Atividades de Pesquisa, Lavra, Exploração e Aproveitamento de Petróleo e Gás (TFPG) que incide sobre barril de petróleo ou unidade equivalente de gás natural extraído no Estado; e
- Lei nº 7.183 – estabelece a cobrança de ICMS, à alíquota de 18%, sobre as operações de circulação de petróleo, desde os poços de extração.

A companhia entende que ambas as Leis não são juridicamente sustentáveis e por este motivo questionará junto ao Supremo Tribunal Federal, o reconhecimento da inconstitucionalidade dessas Leis.

7. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Caixa e equivalentes de caixa	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Caixa e bancos	3.157	1.884	4	2
Aplicações financeiras de curto prazo				
- No País				
Fundos de investimentos DI e operações comprometidas	3.599	5.311	1.100	4.182
Outros fundos de investimentos ⁽¹⁾	42	107	2	51
	3.641	5.418	1.102	4.233
- No exterior				
<i>Time deposit</i>	51.842	23.110	-	-
Auto Invest e contas remuneradas	34.471	9.491	15.447	-
Outras aplicações financeiras	4.734	4.336	-	859
	91.047	36.937	15.447	859
Total das aplicações financeiras de curto prazo	94.688	42.355	16.549	5.092
Total de caixa e equivalentes de caixa	97.845	44.239	16.553	5.094

⁽¹⁾Reclassificação em 2014 de R\$ 231 na Controladora, conforme detalhado na nota explicativa 2.3.

Os fundos de investimentos no país têm seus recursos aplicados em títulos públicos federais brasileiros e possuem liquidez imediata. As aplicações no exterior são compostas por *time deposits* com prazos de até três meses, por outras aplicações em contas remuneradas com liquidez diária e outros instrumentos de renda fixa de curto prazo.

	Consolidado						Controladora	
	31.12.2015			31.12.2014			31.12.2015	31.12.2014
Títulos e valores mobiliários	País	Exterior	Total	País	Exterior	Total	Total	Total
Para negociação	3.042	-	3.042	7.146	-	7.146	2.982	7.092
Disponíveis para venda	21	5	26	6	50	56	2	52
Mantidos até o vencimento ⁽¹⁾	271	50	321	270	17.581	17.851	8.070	8.577
	3.334	55	3.389	7.422	17.631	25.053	11.054	15.721
Circulante	3.042	5	3.047	7.146	17.617	24.763	10.794	15.472
Não circulante	292	50	342	276	14	290	260	249

⁽¹⁾Reclassificação em 2014 de R\$ 231 na controladora, conforme detalhado na nota explicativa 2.3.

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 vencimento superiores a três meses e são apresentados no ativo circulante em função da expectativa de realização ou vencimento no curto prazo.

Na Controladora os investimentos relevantes mantidos até o vencimento referem-se à aplicação no Fundo de Investimento em Direitos Creditórios, conforme apresentados na nota explicativa 19.2.

8. CONTAS A RECEBER

8.1 CONTAS A RECEBER, LÍQUIDAS

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Cientes				
Terceiros ⁽¹⁾	28.358	26.620	10.975	10.657
Partes relacionadas				
Investidas (nota explicativa 19.5)	2.085	2.293	15.176	19.913
Recebíveis do setor elétrico (nota explicativa 8.4)	13.335	7.879	3.940	765
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal (nota explicativa 19.6)	857	843	857	843
Outras	6.625	5.322	2.790	2.685
	51.260	42.957	33.738	34.863
Perdas em créditos de liquidação duvidosa - PCLD	(14.274)	(8.956)	(6.514)	(4.873)
	36.986	34.001	27.224	29.990
Circulante	22.659	21.167	20.863	19.319
Não circulante	14.327	12.834	6.361	10.671

⁽¹⁾Reclassificações em 2014 de R\$ 1.536, na Controladora e de R\$ 1.607, no Consolidado, conforme descrito na nota explicativa 2.3.

8.2 CONTAS A RECEBER VENCIDOS - TERCEIROS

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Até 3 meses	1.229	2.186	328	1.050
De 3 a 6 meses	701	472	412	187
De 6 a 12 meses	3.135	480	2.775	151
Acima de 12 meses	6.775	4.866	2.498	1.218
	11.840	8.004	6.013	2.606

8.3 MOVIMENTAÇÃO DAS PERDAS EM CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA – PCLD

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Saldo inicial	8.956	3.293	4.873	473
Adições ⁽¹⁾	7.133	5.801	3.830	4.472
Baixas	(41)	(5)	-	-
Reversões	(2.476)	(318)	(2.189)	(72)
Ajuste Acumulado de Conversão	702	185	-	-
Saldo final	14.274	8.956	6.514	4.873
Circulante	6.599	3.845	4.022	2.230
Não circulante	7.675	5.111	2.492	2.643

⁽¹⁾Em 2015, as adições são compostas, principalmente, por: R\$ 4.056 do setor elétrico; R\$ 1.206 de perdas sobre multas aplicadas; e R\$ 233 referente a térmicas do sistema interligado.

8.4 CONTAS A RECEBER – SETOR ELÉTRICO (SISTEMA ISOLADO DE ENERGIA)

	PCLD						Consolidado	
	31.12.2014	Faturamento	Recebimentos	Constituição	Reversão	Transferências ⁽¹⁾	Atualização Monetária	31.12.2015
Partes relacionadas (Sistema Eletrobras)								
Amazonas Distribuidora de Energia	5.283	2.651	(2.206)	(1.436)	299	2.179	1.023	7.793
Centrais Elétricas do Norte	127	258	(380)	(1)	-	-	-	4
Centrais Elétricas de Rondônia	1.252	1.355	(753)	(912)	47	-	122	1.111
Outros	344	361	(211)	(269)	22	-	51	298
Contas a receber líquido do Sistema Eletrobras	7.006	4.625	(3.550)	(2.618)	368	2.179	1.196	9.206
Terceiros								
Cigás	1.133	2.379	(1.457)	(965)	1.528	(2.179)	119	558
Centrais Elétricas do Pará	92	704	(765)	(140)	196	-	14	101
Cia de Eletricidade do Amapá	-	218	(90)	(296)	47	-	156	35
Cia de Energia de Pernambuco - CELPE	-	318	(310)	-	-	-	-	8
Outros	18	294	(292)	(37)	41	-	-	24
Contas a receber líquido de Terceiros	1.243	3.913	(2.914)	(1.438)	1.812	(2.179)	289	726
Total do Contas a receber líquido	8.249	8.538	(6.464)	(4.056)	2.180	-	1.485	9.932
Contas a receber do Sistema Eletrobrás	7.879	4.625	(3.550)	-	-	3.185	1.196	13.355
(-) PCLD	(873)	-	-	(2.618)	368	(1.006)	-	(4.129)
Total do Contas a receber líquido do Sistema Eletrobrás	7.006	4.625	(3.550)	(2.618)	368	2.179	1.196	9.206
Contas a receber de Terceiros	4.915	3.913	(2.914)	-	-	(3.185)	289	3.018
(-) PCLD	(3.672)	-	-	(1.438)	1.812	1.006	-	(2.292)
Total do Contas a receber líquido de Terceiros	1.243	3.913	(2.914)	(1.438)	1.812	(2.179)	289	726
Total do Contas a receber	12.794	8.538	(6.464)	-	-	-	1.485	16.353
(-) PCLD	(4.545)	-	-	(4.056)	2.180	-	-	(6.421)
Total do Contas a receber líquido	8.249	8.538	(6.464)	(4.056)	2.180	-	1.485	9.932

⁽¹⁾ A Cigás cedeu à Petrobras créditos que possuía junto à Amazonas Distribuidora de Energia, conforme contrato comercial. Valor líquido de PCLD

Em 31 de dezembro de 2015, a companhia possuía recebíveis líquido de provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLD do setor elétrico referentes ao fornecimento de óleo combustível, gás natural, energia, 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, no total de R\$ 9.932 (R\$ 8.249 em 31 de dezembro de 2014), dos quais R\$ 7.494 foram classificados no ativo não circulante.

Uma parcela significativa dos recursos utilizados para a liquidação financeira dos referidos ativos é oriunda do fundo setorial denominado Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), que tem como uma de suas finalidades principais o reembolso parcial dos custos de aquisição dos combustíveis utilizados para a geração de energia elétrica no sistema isolado de energia. Contudo, diversas alterações ocorridas na legislação, no decorrer do tempo, impuseram restrições que reduziram os valores ressarcidos pela CCC às usinas termelétricas do sistema isolado, que por sua vez, passaram a efetuar pagamentos menores do que aqueles devidos à companhia pelo fornecimento de combustíveis para geração de energia elétrica. Em 2013, uma nova legislação introduziu ajustes relevantes na origem dos recursos utilizados para subsidiar a geração de energia pelas usinas dos sistemas isolados. A cobertura dos subsídios passou a ocorrer por meio do fundo setorial da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e não somente por arrecadação direta de quotas da CCC. Com isto, o Tesouro Nacional deveria efetuar aportes para cobertura das despesas que antes eram supridas unicamente pela CCC. Estes aportes, no entanto, se mostraram insuficientes frente ao montante necessário para a cobertura dos custos de geração térmica dos sistemas isolados da Região Norte.

O fluxo de pagamento antes existente envolvendo repasse dos recursos da CCC, que já era insuficiente para cobrir os custos de aquisição dos combustíveis, reduziu significativamente. Com o crescente aumento dos débitos das térmicas do sistema isolado, a companhia intensificou negociações com as concessionárias estaduais, PIEs, empresas privadas e controladas da Eletrobras. Diante do cenário, em 31 de dezembro de 2014, a companhia e as empresas do Sistema Eletrobras celebraram contratos de confissão de dívida no montante de R\$ 8.601, abrangendo débitos vencidos até 30 de novembro de 2014, atualizados pela SELIC, com pagamentos em 120 parcelas mensais e sucessivas a partir de fevereiro de 2015, dos quais R\$ 7.380 possuíam garantia real em 7 de maio de 2015 (R\$ 6.084 em 31 de dezembro de 2014). Esta confissão encontra-se adimplente em 31 de dezembro de 2015.

A partir do início de 2015, com a mudança legal e a introdução da nova política tarifária para o setor elétrico, incluindo aumentos já praticados no primeiro trimestre, esperava-se um maior equilíbrio financeiro das empresas do setor e, por conseguinte, a redução da inadimplência relativa ao fornecimento de combustíveis a partir do segundo trimestre, o que de fato não ocorreu. Em função do tempo necessário para que o aumento do valor das contas de energia elétrica dos consumidores finais das distribuidoras de energia elétrica proporcione o equilíbrio financeiro dessas

empresas, o fluxo de recomposição de recursos da CCC está ocorrendo de forma mais lenta, o que vem atrasando os reembolsos pelos custos de aquisição dos combustíveis fornecidos pela Petrobras e agravando a inadimplência destes clientes perante a companhia.

Com a publicação em 1º de setembro de 2015 da Resolução Normativa nº 679, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), esperava-se uma maior celeridade na liberação dos recursos, devido à possibilidade de pagamento direto pela CCC à companhia, relativo ao fornecimento de combustíveis realizado no mês imediatamente anterior e limitado a 75% da média dos desembolsos da CCC dos três últimos meses, o que efetivamente não ocorreu, agravando a inadimplência destes clientes perante a companhia.

A companhia esperava concluir a assinatura dos contratos de confissão de dívida e a celebração de novos contratos de penhor em garantia de créditos oriundos da CDE, com base na autorização governamental para a repactuação de dívida da CDE com empresas credoras da CCC, considerando as dívidas vencidas no período de 1º de dezembro de 2014 a 30 de junho de 2015. Contudo, dado o insucesso em concluir tais negociações no prazo esperado, a companhia reconheceu uma provisão para perdas com créditos de liquidação duvidosa (PCLD), no resultado do 4º trimestre de 2015, no montante de R\$ 2.620, equivalente às garantias em negociação.

Diante do exposto e com base no julgamento da Administração, a companhia reconheceu PCLD no resultado do exercício de 2015 no montante de R\$ 1.876 (R\$ 4.511 em 2014), sendo:

- Constituição de PCLD no montante de R\$ 4.056, que incluem as garantias em negociação de R\$ 2.620 e considerando fornecimentos vencidos ou a vencer em 31 de dezembro de 2015 sem garantias reais, cujos recebimentos não ocorreram; e
- Reversão de PCLD no montante de R\$ 2.180, basicamente pela assinatura, em 7 de maio de 2015, de contrato de penhor em garantia de crédito oriundo da CDE e em função da existência de lastro financeiro retido em conta vinculada a contrato comercial.

As negociações com a Eletrobras para obtenção de novas garantias reais estão mantidas, assim como as medidas restritivas para evitar o crescimento da inadimplência, como, por exemplo, o fornecimento de produtos na modalidade de pagamento antecipado, salvo quando impedida judicialmente.

9. ESTOQUES

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Petróleo	11.305	10.563	10.425	8.883
Derivados de petróleo	8.613	11.510	6.612	9.046
Intermediários	2.390	2.268	2.390	2.268
Gás Natural e GNL ⁽¹⁾	989	951	436	557
Biocombustíveis	616	398	65	45
Fertilizantes	239	91	190	91
	24.152	25.781	20.118	20.890
Materiais, suprimentos e outros	4.967	4.797	3.935	3.670
	29.119	30.578	24.053	24.560
Circulante	29.057	30.457	24.015	24.461
Não circulante	62	121	38	99

⁽¹⁾ GNL - Gás Natural Liquefeito

Os estoques consolidados são apresentados deduzidos de provisão, no montante de R\$ 607, para ajuste ao seu valor realizável líquido (R\$ 399 em 31 de dezembro de 2014), sendo estes ajustes decorrentes, principalmente, de oscilações nas cotações internacionais do petróleo e seus derivados. O montante acumulado da provisão reconhecido no resultado do exercício, como custo dos produtos e serviços vendidos, é de R\$ 1.547 em 2015 (R\$ 2.461 em 2014).

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\$ 6.711 (R\$ 6.151 em 31 de dezembro de 2014), conforme nota explicativa 22.1.

10. VENDAS E INCORPORAÇÕES DE ATIVOS

10.1 VENDA DE ATIVOS

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, recebidos nesta data, sendo registrado um ganho de US\$ 77 milhões, reconhecidos em outras receitas.

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 Petrobras 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 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 receitas.

Em 31 de março de 2015, houve pagamento do ajuste de preço final, conforme estabelecido contratualmente. Nesta data, a companhia recebeu o valor de R\$ 223, reconhecido em outras receitas.

Venda de participação da Gaspetro

Em 28 de dezembro de 2015, a Petrobras finalizou a operação de venda de participação de 49% da Petrobras Gás S.A. (Gaspetro) para a Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda (Mitsui-Gás).

Esta operação foi concluída com o pagamento de R\$ 1.933 pela Mitsui-Gás, ocorrido naquela data, após o cumprimento de todas as condições precedentes previstas no Contrato de Compra e Venda de Ações, firmado em 23 de outubro de 2015, incluindo a aprovação definitiva e sem restrições pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), sendo registrado o valor de R\$ 988 (R\$ 652 líquido de impostos) como contribuição adicional de capital, tendo em vista a manutenção do controle acionário pela Petrobras.

Foram propostas ações judiciais questionando a transação, não tendo sido, entretanto, proferida até o momento qualquer decisão definitiva que comprometa a conclusão da operação. A Petrobras esclarece que está promovendo sua defesa na forma da lei.

10.2 INCORPORAÇÕES

Em 30 de janeiro de 2015, a Assembleia Geral Extraordinária da Petrobras aprovou as 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.

10.3 ATIVOS CLASSIFICADOS COMO MANTIDOS PARA VENDA

Em 31 de dezembro de 2015 a companhia classificou o montante de R\$ 595 como Ativos mantidos para venda (R\$ 13 em 2014), incluindo R\$ 587 referentes aos campos de produção Bijupirá e Salema e R\$ 8 a sondas de perfuração PI, PIII e PIV (R\$ 13 em 2014). Adicionalmente, o montante de R\$ 488 classificado como passivos associados a ativos mantidos para venda refere-se à provisão para desmantelamento dos campos Bijupirá e Salema.

A avaliação destes ativos resultou no reconhecimento de *impairment* conforme divulgado na nota explicativa 14.3.

Em 26 de fevereiro de 2016 os contratos de venda das concessões dos campos de Bijupirá e Salema foram rescindidos conforme divulgado na nota explicativa 35. Desta forma, os valores referentes a estes campos serão reclassificados para o ativo imobilizado e para provisão de desmantelamento de áreas no exercício de 2016.

11. INVESTIMENTOS**11.1 INVESTIMENTOS DIRETOS (CONTROLADORA)**

	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
Empresas Consolidadas Subsidiárias e Controladas						
Petrobras Netherlands B.V. - PNBV (i)	E&P	100,00	100,00	78.231	(3.387)	Holanda
Petrobras Distribuidora S.A. - BR	Distribuição	100,00	100,00	9.925	(1.161)	Brasil
Petrobras International Braspetro - PIB BV (i) (ii)	Diversos (iii)	99,98	99,98	7.821	(2.141)	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Abastecimento	100,00	100,00	5.305	1.033	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	3.486	773	Brasil
Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG	Gás e Energia	100,00	100,00	3.249	(2.457)	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gás e Energia	51,00	51,00	1.868	490	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A. - PBIO	Biocombustível	100,00	100,00	1.124	(861)	Brasil
Petrobras Logística de Gás - Logigás	Gás e Energia	100,00	100,00	1.101	43	Brasil
Liquigás Distribuidora S.A.	Abastecimento	100,00	100,00	940	114	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	842	81	Brasil
Termomacê Ltda.	Gás e Energia	99,99	99,99	717	151	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil (i)	Corporativo	100,00	100,00	625	33	Ilhas Cayman
Breitener Energética S.A.	Gás e Energia	93,66	93,66	650	87	Brasil
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE	Abastecimento	100,00	100,00	566	(818)	Brasil
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85	98,85	485	82	Brasil
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - Petroquímica Suape	Abastecimento	100,00	100,00	403	(808)	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	294	22	Brasil
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	Gás e Energia	99,91	99,91	103	25	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,00	99,00	65	(62)	Brasil
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	Corporativo	99,95	99,95	33	2	Brasil
Termomacê Comercializadora de Energia Ltda	Gás e Energia	100,00	100,00	14	5	Brasil
5283 Participações Ltda.	Corporativo	100,00	100,00	1	344	Brasil
Downstream Participações Ltda.	Corporativo	99,99	99,99	(2)	(1)	Brasil
Operações em conjunto						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	Abastecimento	50,00	50,00	245	35	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gás e Energia	50,00	50,00	198	59	Brasil
Empresas não Consolidadas Empreendimentos controlados em conjunto						
Logum Logística S.A.	Abastecimento	20,00	20,00	318	(218)	Brasil
Cia Energética Manauara S.A.	Gás e Energia	40,00	40,00	148	33	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	Abastecimento	50,00	50,00	135	32	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	Abastecimento	33,20	33,33	88	18	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	78	6	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	77	9	Brasil
Metanol do Nordeste S.A. - Metanor	Abastecimento	34,54	34,54	50	(4)	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	43	3	Brasil
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	40	1	Brasil
Eólica Mangue Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	35	-	Brasil
Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	51,00	51,00	34	-	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	Abastecimento	45,00	45,00	9	(1)	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOS	Biocombustível	50,00	50,00	-	-	Brasil
Coligadas						
Sete Brasil Participações S.A.	E&P	5,00	5,00	3.462	(4.946)	Brasil
Fundo de Investimento em Participações de Sondas - FIP Sondas	E&P	4,59	4,59	3.386	(6.284)	Brasil
Braskem S.A.	Abastecimento	36,20	47,03	2.023	3.140	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	20,00	20,00	858	243	Brasil
Deten Química S.A.	Abastecimento	27,88	27,88	343	102	Brasil
Energética SUAPE II	Gás e Energia	20,00	20,00	233	86	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gás e Energia	20,00	20,00	65	3	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 0,0187% da 5283 Participações Ltda. (participação de 11,88%, em 2014, diluída pelos aportes da Petrobras).

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

11.2 MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS (CONTROLADORA)

	Saldo em 31.12.2014	Aportes de capital	Transações de capital	Reorganiza- ções, redução de capital e outros	Resultado de participação em investimen- tos ⁽¹⁾	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2015
Subsidiárias e controladas									
PNBV	36.690	20.570	25	-	(4.242)	23.281	-	-	76.324
BR Distribuidora	11.924	-	-	-	(1.187)	-	(105)	(929)	9.703
PIB BV	1.183	6.947	797	-	(2.262)	(232)	58	-	6.491
Transpetro	4.738	-	-	-	1.102	315	29	(1.089)	5.095
PB-LOG	3.398	-	-	-	478	-	-	(783)	3.093
TAG	6.490	-	-	(398)	2.360	-	(4.712)	(908)	2.832
PBIO	2.209	103	-	-	(861)	(6)	(321)	-	1.124
Logigás	-	-	-	1.058	43	-	(1)	-	1.100
Liquigás	1.017	-	-	-	118	-	2	(86)	1.051
Gaspetro	2.593	284	-	(2.101)	490	-	-	(316)	950
Araucária Nitrogenados	761	-	-	-	81	-	-	-	842
Termomacacé Ltda.	813	-	-	-	151	-	1	(248)	717
Breitener	565	-	-	-	78	-	-	(34)	609
Citepe	1.049	331	-	-	(818)	-	-	-	562
Arembepe	381	-	-	(405)	24	-	-	-	-
Outras Controladas	2.472	437	(797)	(611)	(274)	187	5	(366)	1.053
Operações em conjunto	205	-	-	-	48	-	-	(30)	223
Empreendimentos controlados em conjunto	335	40	-	-	(60)	-	4	(39)	280
Coligadas									
Braskem	4.544	-	-	-	1.188	310	(2.530)	(370)	3.142
Sete Brasil Participações	383	94	-	-	(420)	(41)	(16)	-	-
FIP Sondas	363	82	-	-	(445)	-	-	-	-
Demais coligadas	345	-	-	-	91	-	-	(111)	325
Subsidiárias, controladas, operações/empreendimentos em conjunto e coligadas	82.458	28.888	25	(2.457)	(4.317)	23.814	(7.586)	(5.309)	115.516
Outros investimentos	23	-	-	(3)	-	-	-	-	20
Total dos Investimentos	82.481	28.888	25	(2.460)	(4.317)	23.814	(7.586)	(5.309)	115.536
Provisão para perda em controladas					23	12	-		
Resultado de participações em investimentos e outros resultados abrangentes					(4.294)	23.826	(7.586)		

⁽¹⁾ Inclui lucros não realizados de transações entre empresas.

11.3 MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS (CONSOLIDADO)

	Saldo em 31.12.2014	Aportes de capital	Reorganiza- ções, redução de capital e outros	Resultado de Participação em investimentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2015
Petrobras Oil & Gas B.V. - PO&G	4.554	-	-	(302)	2.123	-	(344)	6.031
Braskem	4.544	-	-	1.188	310	(2.530)	(370)	3.142
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural	904	-	-	207	-	-	(131)	980
Investidas na Venezuela	828	-	-	(363)	386	-	-	851
Guarani S.A.	1.377	-	-	(291)	(6)	(321)	-	759
Nova Fronteira Bionergia	433	-	-	32	-	-	-	465
Outras Investidas do Setor Petroquímico	174	-	-	45	-	-	(43)	176
Compañia Mega S.A. - MEGA	83	-	-	119	(28)	-	-	174
Compañia de Inversiones de Energia S.A. - CIESA	181	-	-	(20)	9	-	-	170
UEG Araucária	194	-	-	49	-	-	(74)	169
Sete Brasil Participações	383	94	-	(420)	(41)	(16)	-	-
FIP - Sondas	363	82	-	(445)	-	-	-	-
Demais empresas	1.219	175	21	(596)	72	3	(84)	810
Outros Investimentos	45	-	-	-	-	-	-	45
Total	15.282	351	21	(797)	2.825	(2.864)	(1.046)	13.772

No decorrer de 2015, perdas em investimentos no grupo Sete Brasil (Sete Brasil e FIP Sondas) no montante de R\$ 922 foram reconhecidas no resultado de equivalência patrimonial. Parte dessas perdas foi reconhecida diretamente pela Petrobras em seus investimentos, conforme nota explicativa 14.2.2.

Essas perdas refletem a deterioração da situação econômica e financeira do grupo Sete Brasil, a interrupção de grande parte das obras do projeto, bem como do cenário de incerteza sobre as alternativas de continuidade do projeto.

11.4 INVESTIMENTOS EM EMPRESAS COM AÇÕES NEGOCIADAS EM BOLSAS

Empresa	Lote de mil ações		Tipo	Cotação em bolsa de valores (R\$ por ação)		Valor de mercado	
	31.12.2015	31.12.2014		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Controlada indireta							
Petrobras Argentina S.A.	1.356.792	1.356.792	ON	2,38	1,72	3.229	2.334
						3.229	2.334
Coligada							
Braskem S.A.	212.427	212.427	ON	15,91	10,80	3.380	2.294
Braskem S.A.	75.793	75.793	PNA	27,62	17,50	2.093	1.326
						5.473	3.620

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

11.5 PARTICIPAÇÃO DE ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da companhia é de R\$ 3.199 (R\$ 1.874 em 2014), dos quais R\$ 1.432 (R\$ 1.286 em 2014) são atribuíveis aos acionistas não controladores da Petrobras Argentina S.A. e R\$ 916 aos acionistas não controladores da Gaspetro S.A.

A seguir estão apresentadas suas informações contábeis sumarizadas:

	Petrobras Argentina		Gaspetro
	2015	2014	2015
Ativo circulante	3.106	2.678	317
Ativo realizável a longo prazo	281	220	230
Investimentos	1.078	1.085	1.183
Imobilizado	4.234	3.598	4
Outros ativos não circulantes	6	7	310
	8.705	7.588	2.044
Passivo circulante	2.111	1.830	69
Passivo não circulante	2.229	1.840	106
Patrimônio líquido	4.365	3.918	1.869
	8.705	7.588	2.044
Receita operacional líquida	810	342	693
Lucro líquido do exercício	395	102	490
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	237	277	(549)

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.

A Gaspetro é uma empresa com participação em diversas distribuidoras de gás, controlada da Petrobras. A Petrobras concluiu a venda de 49% da sua participação na Gaspetro em 28 de dezembro de 2015, conforme divulgado na nota explicativa 10.1.

11.6 INFORMAÇÕES CONTÁBEIS RESUMIDAS DE EMPREENDIMENTOS CONTROLADOS EM CONJUNTO E COLIGADAS

A companhia investe em empreendimentos controlados em conjunto e coligadas no país e exterior, cujas atividades estão relacionadas a empresas petroquímicas, distribuidoras de gás, biocombustíveis, termoeletricas, refinarias e outras. As informações contábeis resumidas são as seguintes:

	2015						2014				
	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas			Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas	
	País	PO&G ⁽¹⁾	Outras empresas no exterior	País	Exterior	País	PO&G ⁽¹⁾	Outras empresas no exterior	País	Exterior	
Ativo Circulante	4.317	3.648	1.278	20.921	8.748	3.916	2.745	834	28.423	5.953	
Ativo Realizável a Longo Prazo	1.339	196	81	10.531	777	1.163	44	61	7.158	558	
Imobilizado	4.711	10.896	1.905	37.482	7.087	4.244	6.711	1.295	32.423	9.561	
Outros ativos não circulantes	2.164	17	14	11.055	304	2.000	37	10	11.534	212	
	12.531	14.757	3.278	79.989	16.916	11.323	9.537	2.200	79.538	16.284	
Passivo Circulante	5.198	891	832	19.057	14.083	4.890	764	572	18.050	9.250	
Passivo não Circulante	2.498	5.183	1.185	48.896	4.129	1.945	3.013	806	35.659	2.635	
Patrimônio Líquido	4.327	8.683	697	12.762	(1.296)	4.464	5.760	424	25.974	4.399	
Participação dos Acionistas não Controladores	508	-	564	(726)	-	24	-	398	(145)	-	
	12.531	14.757	3.278	79.989	16.916	11.323	9.537	2.200	79.538	16.284	
Receita Operacional Líquida	12.742	7.527	947	52.654	652	13.140	5.120	743	53.050	444	
Lucro Líquido do Exercício	517	816	155	3.452	(5.460)	339	555	37	1.811	779	
Percentual de Participação	20 a 83%	50%	34 a 50%	5 a 49%	11 a 49%	20 a 83%	50%	34 a 50%	5 a 49%	11 a 49%	

⁽¹⁾ A Petrobras Oil & Gas (PO&G) é uma joint venture situada na Holanda, com 50% de participação da Petrobras Internacional BV (PIBBV), para exploração e produção de petróleo e gás na África.

12. IMOBILIZADO

12.1 POR TIPO DE ATIVOS

	Consolidado				Controladora	
	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens	Ativos em construção ⁽¹⁾	Gastos c/exploração e desenv. produção de petróleo e gás (campos produtores)	Total	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2014	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
Adições	657	4.396	60.263	1.745	67.061	50.464
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	15.932	15.932	16.511
Juros capitalizados	-	-	5.842	-	5.842	4.767
Baixas	(27)	(192)	(6.184)	(1.455)	(7.858)	(5.994)
Transferências	4.006	28.814	(54.132)	27.668	6.356	664
Depreciação, amortização e depleção	(1.528)	(21.241)	-	(15.296)	(38.065)	(27.642)
Impairment - constituição	(928)	(14.981)	(11.489)	(20.324)	(47.722)	(33.597)
Impairment - reversão	1	42	21	90	154	116
Ajuste acumulado de conversão	299	31.404	11.913	3.525	47.141	-
Saldo em 31 de dezembro de 2015	23.821	288.539	146.861	170.610	629.831	442.439
Custo	33.561	438.533	146.861	262.480	881.435	617.596
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(9.740)	(149.994)	-	(91.870)	(251.604)	(175.157)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	23.821	288.539	146.861	170.610	629.831	442.439
Tempo de vida útil médio ponderado em anos	40 (25 a 50) (exceto terrenos)	20 (3 a 31) (**)		Método da unidade produzida		

⁽¹⁾ 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 reclassificado do Ativo Intangível para o Imobilizado em decorrência da declaração de comercialidade de áreas vinculadas ao Contrato de Cessão Onerosa.

Em 31 de dezembro de 2015, o imobilizado do Consolidado e da Controladora inclui bens decorrentes de contratos de arrendamento que transferiram os benefícios, riscos e controles no montante de R\$ 189 e de R\$ 9.248, respectivamente (R\$ 192 e R\$ 8.979 em 31 de dezembro de 2014).

12.2 ABERTURA POR TEMPO DE VIDA ÚTIL ESTIMADA – CONSOLIDADO

Vida útil estimada	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
	Custo	Depreciação acumulada	Saldo em 31.12.2015
até 5 anos	13.304	(8.940)	4.364
6 - 10 anos	32.204	(16.050)	16.154
11 - 15 anos	3.976	(2.121)	1.855
16 - 20 anos	130.499	(39.579)	90.920
21 - 25 anos	69.847	(21.986)	47.861
25 - 30 anos	56.745	(12.333)	44.412
30 anos em diante	87.773	(20.670)	67.103
Método da Unidade Produzida	76.180	(38.055)	38.125
	470.528	(159.734)	310.794
Edificações e benfeitorias	31.995	(9.740)	22.255
Equipamentos e outros bens	438.533	(149.994)	288.539

12.3 DIREITO DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO - CESSÃO ONEROSA

O Contrato de Cessão Onerosa, celebrado em 2010 entre a Petrobras e a União (cedente), tendo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP atuando como reguladora e fiscalizadora, refere-se ao direito de exercer as atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos localizados em seis blocos na área do Pré-Sal (Franco, Florim, Nordeste de Tupi, Entorno de Iara, Sul de Guarã e Sul de Tupi), limitadas à produção de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo, em até 40 anos, renováveis por mais 5 anos, sob determinadas condições.

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 2014	33.690	332	1.162	937	36.121	33.289
Adições	214	94	279	-	587	478
Juros capitalizados	-	-	19	-	19	19
Baixas	(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
Adições	59	73	259	-	391	299
Juros capitalizados	-	-	18	-	18	18
Baixas	(589)	-	(7)	-	(596)	(169)
Transferências	273	21	36	-	330	273
Amortização	(75)	(109)	(325)	-	(509)	(396)
Impairment - constituição	(98)	-	-	-	(98)	-
Ajuste acumulado de conversão	404	8	2	146	560	-
Saldo em 31 de dezembro de 2015	9.516	308	1.131	1.117	12.072	9.133
Custo	10.526	1.699	3.762	1.117	17.104	12.442
Amortização acumulada	(1.010)	(1.391)	(2.631)	-	(5.032)	(3.309)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	9.516	308	1.131	1.117	12.072	9.133
Tempo de vida útil estimado em anos	(*)	5	5	Indefinida		

(*) O saldo é composto, preponderantemente, por ativos com vida útil indefinida. A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente para determinar se continua justificável.

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

Em 31 de dezembro de 2015, a companhia não apurou perda na avaliação de recuperabilidade ao ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*).

13.2 DEVOLUÇÃO À ANP DE ÁREAS NA FASE DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

No exercício de 2015, os direitos sobre os blocos exploratórios desenvolvidos para a ANP totalizaram R\$ 82 (R\$ 195 em 2014), localizados nas áreas abaixo:

Área	Em fase exploratória	
	Exclusivo	Parceria
Bacia de Campos	-	1
Bacia de Santos	1	1
Bacia do Ceará	-	1
Bacia do Espírito Santo	-	3
Bacia de Camamu Almada	-	1
Bacia do Amazonas	-	2
Bacia do Parecis	2	-

13.3 DIREITO DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO - PARTILHA DE PRODUÇÃO

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

Nos termos do contrato de partilha do Bloco Libra, foram outorgados ao consórcio direitos e obrigações para explorar uma área estratégica do pré-sal conhecida como bloco de Libra, que compreende uma área de cerca de 1.550 km², localizado em águas ultraprofundas 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, dos quais R\$ 6.000 couberam à companhia, referente à sua participação de 40% no consórcio, registrado como Direitos e Concessões. Atualmente, o projeto está na Fase de Exploração (4 anos), cujo programa exploratório mínimo compreende uma aquisição sísmica 3D, dois poços exploratórios e um Teste de Longa Duração (TLD). Os dados sísmicos foram adquiridos em 2014.

Em fevereiro de 2016, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) aprovou o Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) do poço 2-ANP-2A-RJS.

13.4 CONCESSÃO DE SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL CANALIZADO

Em 31 de dezembro de 2015, o ativo intangível inclui contratos de concessão de distribuição de gás natural canalizado no Brasil, no total de R\$ 580 (R\$ 558 em 2014), com prazos de vencimento entre 2029 e 2043, podendo ser prorrogado. As concessões preveem a distribuição para os setores industrial, residencial, comercial, veicular, climatização, transportes e outros.

A remuneração pela prestação de serviços consiste, basicamente, na combinação de custos e despesas operacionais e remuneração do

capital investido. As tarifas cobradas pelo volume de gás distribuído estão sujeitas a reajustes e revisões periódicas com o órgão regulador estadual.

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

14. REDUÇÃO AO VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS (IMPAIRMENT)

A companhia avalia a recuperabilidade dos ativos com data base em 31 de dezembro, anualmente, ou quando existir um indicativo de desvalorização.

14.1 IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

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

- vida útil baseada na expectativa de utilização do conjunto de ativos que compõem a UGC, considerando a política de manutenção da companhia;
- premissas e orçamentos aprovados pela Administração da companhia para o período correspondente ao ciclo de vida esperado, em razão das características dos negócios; e
- taxa de desconto pré-imposto, que deriva da metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital (*weighted average cost of capital - WACC*) pós-imposto.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs, foram:

	2016	Longo prazo Média
Brent médio (US\$/barril)	45	72
Taxa média de câmbio nominal (R\$/US\$)	4,06	3,55

A definição de unidades geradoras de caixa (UGCs) está descrita na nota explicativa 5.2.

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

Em 31 de dezembro de 2015, a companhia realizou teste de perda por desvalorização ou de reversão de desvalorização para determinados ativos e unidades geradoras de caixa com base, principalmente, nos seguintes indicativos de perda ocorridos no quarto trimestre de 2015:

- revisão do conjunto de premissas de médio e longo prazo pela companhia, frente ao novo cenário de preços de petróleo;
- redução das reservas provadas e prováveis;
- revisão, em janeiro de 2016, da carteira de investimentos, com expressiva redução no dispêndio previsto para os próximos anos (PNG 2015-2019 Ajustado);
- revisão geológica do reservatório do Campo de Papa-Terra; e
- aumento da taxa de desconto decorrente do maior prêmio de risco para o Brasil, pela perda do grau de investimento (*investment grade*).

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

Ativo ou UGC, por natureza	Valor contábil líquido	Valor recuperável	Perda por desvalorização ^(*) (**)	Segmento	Consolidado
					Comentários
2015					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	82.982	47.402	33.722	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a1)
Comperj	6.193	912	5.281	Abastecimento, Brasil	Ver item (b1)
Campos de produção de óleo e gás no exterior	6.045	3.583	2.462	Exploração e Produção, Exterior	Ver item (c1)
Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços	2.927	949	1.978	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (d1)
UFN III	3.651	1.696	1.955	Gás e Energia, Brasil	Ver item (e)
Complexo Petroquímico Suape	4.463	3.681	782	Abastecimento, Brasil	Ver item (f1)
UFN V	585	-	585	Gás e Energia, Brasil	
Usinas de Biocombustível	524	343	181	Biocombustíveis, Brasil	
Outros	1.331	611	720	Diversos	
Total	108.701	59.177	47.666		
2014					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	17.067	12.918	4.149	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a2)
Comperj	25.820	3.987	21.833	Abastecimento, Brasil	Ver item (b2)
Campos de produção de óleo e gás no exterior	8.302	3.873	4.429	Exploração e Produção, Exterior	Ver item (c2)
Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços	2.898	1.474	1.424	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (d2)
Complexo Petroquímico Suape	7.563	4.585	2.978	Abastecimento, Brasil	Ver item (f2)
2º trem de refino da RNEST	16.488	7.345	9.143	Abastecimento, Brasil	Ver item (g)
Araucária	927	667	260	Gás e Energia, Brasil	
NSS Japão	343	-	343	Abastecimento, Exterior	
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\$ 10 em 2015 (R\$ 92 em 2014).

a1) Campos de produção de óleo e gás no Brasil - 2015

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil, sob o regime de concessão, resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 33.722. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 8,3% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção. Essas perdas estão relacionadas, predominantemente, aos campos de Papa-Terra (R\$ 8.723), Polo Centro-Sul (R\$ 4.605), Polo Uruguá (R\$ 3.849), Espadarte (R\$ 2.315), Linguado (R\$ 1.911), Polo CVIT – Espírito Santo (R\$ 1.463), Piranema (R\$ 1.333), Lapa (R\$ 1.258), Bicudo (R\$ 937), Frade (R\$ 773), Badejo (R\$ 740), Pampo (R\$ 355) e Trilha (R\$ 327), em função da revisão de premissas de preço, decorrente da queda das projeções dos preços do petróleo no mercado internacional que ocasionaram redução nas reservas de óleo e gás e nos fluxos de caixa dos projetos, bem como pelo aumento da taxa de desconto e revisão geológica do reservatório de Papa-Terra.

a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil - 2014

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., que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção. Essas perdas estavam relacionadas, predominantemente, aos campos de Frade, Pirapitanga, Tambuatá, Carapicu e Piracucá, e foram resultado de revisão de premissas e da queda dos preços do petróleo no mercado internacional.

b1) Comperj - 2015

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

b2) Comperj - 2014

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., 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 de menor crescimento econômico.

c1) Campos de produção de óleo e gás no exterior - 2015

Os testes de redução ao valor recuperável, dos campos de produção de óleo e gás no exterior, apresentados como ativos do segmento de Exploração e Produção da área internacional, resultaram no reconhecimento de perda por desvalorização no valor de R\$ 2.462. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 5,6% a 10,4% a.a.,

que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção, considerando o país de atuação. A perda está relacionada principalmente aos campos de produção de óleo e gás, localizados nos Estados Unidos, R\$ 1.750, e Bolívia, R\$ 614, em função da revisão de premissas de preço decorrente de uma queda expressiva das projeções dos preços do petróleo no mercado internacional.

c2) Campos de produção de óleo e gás no exterior -2014

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., que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção, considerando o país de atuação. A perda estava 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 queda das cotações dos preços do petróleo no mercado internacional.

d1) Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil - 2015

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

d2) Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil - 2014

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., 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.

e) UFN III - 2015

As nossas avaliações da Unidade de Fertilizantes e Nitrogenados III, situada em Três Lagoas, no Mato Grosso do Sul, resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 1.955. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7,1% a.a. (6,7% a.a. em 2014), que deriva da metodologia do WACC para o setor de gás e considera a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados. Essas perdas decorreram, principalmente, em função de: (i) aumento da taxa de desconto; e (ii) postergação da expectativa de entrada de caixa do projeto.

f1) Complexo Petroquímico Suape - 2015

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

f2) Complexo Petroquímico Suape - 2014

A avaliação de recuperabilidade dos ativos da Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco SA - CITEPE e Companhia Petroquímica de

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

g) 2º trem de refino da RNEST - 2014

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., 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 de menor crescimento econômico.

14.2 INVESTIMENTO EM COLIGADAS E EM EMPREENDIMENTOS CONTROLADOS EM CONJUNTO (INCLUINDO ÁGIO)

Nas avaliações de recuperabilidade dos investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto, incluindo ágio, foi utilizado o método do valor em uso, a partir de projeções que consideraram: horizonte de projeção do intervalo de 5 a 12 anos, com perpetuidade sem crescimento; premissas e orçamentos aprovados pela Administração da companhia; e taxa de desconto pré-imposto, que deriva do WACC ou CAPM, conforme metodologia de aplicação.

A seguir, são apresentados os principais investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto em 31 de dezembro de 2015, que contemplam ágio:

Investimento	Segmento	% Taxa de desconto pós-imposto (moeda constante, a.a.)	Valor recuperável	Valor contábil
Braskem S.A. ⁽¹⁾	Abastecimento	11,3	13.478	3.142
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural	Gás e Energia	5,7	1.433	980
Guarani S.A.	Biocombustíveis	9,3	759	976

⁽¹⁾ Taxa de desconto da Braskem adotada é o CAPM do segmento petroquímico, uma vez que o valor em uso considera os fluxos futuros de dividendos.

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

A Braskem S.A. é uma companhia de capital aberto, com ações negociadas em bolsas de valores no Brasil e no exterior. Com base nas cotações de mercado no Brasil, em 31 de dezembro de 2015, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (22% do total) da Braskem S.A., foi avaliada em R\$ 5.473, conforme descrito na nota explicativa 11.4. Em 31 de dezembro de 2015, apenas aproximadamente 3% das ações ordinárias dessa investida são de titularidade de não signatários do Acordo de Acionistas e sua negociação é extremamente limitada.

Considerando a relação operacional entre a Petrobras e a Braskem S.A., o teste de recuperabilidade do investimento nessa coligada foi realizado com base em seu valor em uso, proporcional à participação da companhia no valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados da Braskem S.A., representando fluxos futuros de dividendos e outras distribuições da investida. As avaliações de recuperabilidade não indicaram a existência de perdas por *impairment*.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem S.A., foram:

- taxa de câmbio média estimada de R\$ 4,06 para US\$ 1,00 em 2016 (convergindo para R\$ 3,55 a longo prazo);
- *brent* médio de US\$ 45 em 2016, alcançando US\$ 72 a longo prazo;
- projeção de preços das matérias-primas e petroquímicos refletindo as tendências internacionais;
- evolução das vendas de produtos petroquímicos, estimada com base no crescimento do Produto Interno Bruto – PIB (brasileiro e global); e
- aumento na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com redução no longo prazo.

14.2.2 Provisão Para Perdas em Investimentos

A perda por desvalorização de R\$ 2.072 foi reconhecida em resultado de participação em investimento, no resultado do exercício, destacando-se os principais fatores:

- Redução do preço do petróleo no mercado internacional, que impactou as operações de E&P das coligadas da Petrobras Argentina S.A. e da empresa controlada em conjunto, Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G), em seus ativos na África, gerando perdas em investimentos no valor de R\$ 360 e R\$ 717, respectivamente.
- No segmento de Biocombustível, as avaliações de recuperabilidade resultaram no reconhecimento de perda por desvalorização de R\$ 543. Essas perdas decorreram, principalmente, em função de: (i) aumento da taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 9,3% a.a.; e (ii) decisões sobre a exclusão de projeto em andamento no horizonte do PNG 2015-2019 Ajustado. Essa perda é composta por uma parcela de *goodwill*, no montante de R\$ 285, predominantemente na Guarani S.A. (R\$ 217).
- Em decorrência da deterioração da situação econômica e financeira da Sete Brasil, da interrupção de grande parte das obras do projeto, bem como do cenário de incerteza sobre as alternativas de continuidade do projeto, neste momento, não há como estimar qualquer benefício econômico futuro para este investimento. Desta forma, foi reconhecida uma provisão por desvalorização na Petrobras de R\$ 173 e R\$ 155 no investimento da Sete Brasil e da FIP Sondagens, respectivamente.

Avaliações de recuperabilidade dos investimentos em coligadas da PNBV resultaram em uma perda de R\$ 54 na investida Arpoador Drilling B.V., controlada indiretamente pela Sete Brasil.

A companhia continuará acompanhando a evolução dos negócios da Sete Brasil e, assim que houver uma definição sobre o Plano de Negócios, uma nova análise será efetuada e os efeitos serão refletidos.

14.3 ATIVOS CLASSIFICADOS COMO MANTIDOS PARA VENDA

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

15. ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E AVALIAÇÃO DE RESERVA DE PETRÓLEO E GÁS

As atividades de exploração e avaliação abrangem a busca por reservas de petróleo e gás natural desde a obtenção dos direitos legais para explorar uma área específica até a declaração da viabilidade técnica e comercial das reservas.

As movimentações dos custos capitalizados relativos aos poços exploratórios e os saldos dos valores pagos pela obtenção dos direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural, ambos diretamente relacionados a atividades exploratórias em reservas não provadas, são apresentados na tabela a seguir:

	Consolidado	
Custos exploratórios reconhecidos no Ativo ⁽¹⁾	2015	2014
Imobilizado		
Saldo inicial	18.594	20.619
Adições	7.310	10.039
Baixas	(2.874)	(3.145)
Transferências	(3.423)	(9.300)
Ajustes acumulados de conversão	703	381
Saldo final	20.310	18.594
Intangível	7.996	8.085
Total dos custos exploratórios reconhecidos no ativo	28.306	26.679

⁽¹⁾ Líquido de valores capitalizados e subsequentemente baixados como despesas no mesmo período.

Os custos exploratórios reconhecidos no resultado e os fluxos de caixa vinculados às atividades de avaliação e exploração de petróleo e gás natural estão demonstrados abaixo:

	Consolidado	
	2015	2014
Custos exploratórios reconhecidos no resultado		
Despesas com geologia e geofísica	1.360	1.972
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	4.921	5.048
Outras despesas exploratórias	186	115
Total das despesas	6.467	7.135
Caixa utilizado nas atividades		
Operacionais	1.546	2.087
Investimentos	8.897	11.508
Total	10.443	13.595

15.1 TEMPO DE CAPITALIZAÇÃO

O quadro a seguir apresenta os custos e o número de poços exploratórios capitalizados por tempo de existência, considerando a data de conclusão das atividades de perfuração. Demonstra, ainda, o número de projetos para os quais os custos de poços exploratórios estejam capitalizados por prazo superior a um ano:

	Consolidado	
Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência ⁽¹⁾	2015	2014
Custos de prospecção capitalizados até um ano	5.417	5.377
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	14.893	13.217
Saldo final	20.310	18.594

Número de projetos com custos de prospecção capitalizados acima de um ano

	Número de poços	
	2015	2014
2014	4.118	32
2013	3.039	18
2012	4.117	21
2011	1.931	15
2010 e anos anteriores	1.688	15
Saldo Total	14.893	101

⁽¹⁾ Não contempla os custos para obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural.

Do total de R\$ 14.893 para 70 projetos que incluem poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, R\$ 12.706 referem-se a poços localizados em áreas em que há atividades de perfuração já em andamento ou firmemente planejadas para o futuro próximo, cujo "Plano de Avaliação" foi submetido à aprovação da ANP, e R\$ 2.187 foram incorridos em custos referentes às atividades necessárias à avaliação das reservas e o possível desenvolvimento das mesmas.

16. FORNECEDORES

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Terceiros no país	13.005	13.146	10.734	10.879
Terceiros no exterior	10.020	11.262	3.897	4.869
Partes relacionadas	1.888	1.516	13.541	10.827
Saldo total no Passivo Circulante	24.913	25.924	28.172	26.575

17. FINANCIAMENTOS

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

A companhia possui obrigações relacionadas aos contratos de financiamento (*covenants*), atendidas em 2015, dentre elas a de apresentação das demonstrações contábeis no prazo de 90 dias para os períodos intermediários, sem revisão dos auditores independentes, e de 120 dias para o encerramento do exercício, com prazos de cura que ampliam esses períodos em 30 e 60 dias, dependendo do financiamento, além de possuir cláusulas relacionadas ao nível de endividamento em determinados contratos de dívida com o BNDES.

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

	Agência de Crédito à Exportação	Mercado Bancário	Mercado de Capitais	Consolidado		Controladora
				Outros	Total	Total
Não Circulante						
No País						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2014	-	67.935	2.837	114	70.886	48.319
Ajuste acumulado de conversão	-	133	-	-	133	-
Adições de Financiamentos	-	10.130	800	-	10.930	9.088
Juros incorridos no período	-	474	-	-	474	275
Variações monetárias e cambiais	-	2.518	192	3	2.713	1.641
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	-	(3.395)	(373)	(43)	(3.811)	(870)
Saldo final em 31 de dezembro de 2014	-	77.795	3.456	74	81.325	58.453
No Exterior						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2014	13.599	63.034	99.730	1.618	177.981	57.418
Ajuste acumulado de conversão	1.154	7.711	16.921	135	25.921	-
Adições de Financiamentos	665	15.633	32.542	-	48.840	40.106
Juros incorridos no período	9	50	108	18	185	2.191
Variações monetárias e cambiais	250	1.004	(3.392)	50	(2.088)	11.343
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	(1.747)	(8.018)	(2.979)	(98)	(12.842)	(18.112)
Saldo final em 31 de dezembro de 2014	13.930	79.414	142.930	1.723	237.997	92.946
Saldo total em 31 de dezembro de 2014	13.930	157.209	146.386	1.797	319.322	151.399
Não Circulante						
No País						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2015	-	77.795	3.456	74	81.325	58.453
Ajuste acumulado de conversão	-	482	-	-	482	-
Adições de Financiamentos	-	15.962	3.510	-	19.472	6.463
Juros incorridos no período	-	951	1	-	952	506
Variações monetárias e cambiais	-	9.662	257	7	9.926	6.175
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	-	(8.416)	(490)	(13)	(8.919)	(6.138)
Saldo final em 31 de dezembro de 2015	-	96.436	6.734	68	103.238	65.459
No Exterior						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2015	13.930	79.414	142.930	1.723	237.997	92.946
Ajuste acumulado de conversão	4.772	33.669	62.702	607	101.750	-
Adições de Financiamentos	501	18.285	6.283	-	25.069	42.530
Juros incorridos no período	13	110	161	26	310	5.973
Variações monetárias e cambiais	1.439	4.112	(3.350)	181	2.382	52.077
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	(2.517)	(14.671)	(18.098)	(147)	(35.433)	(13.545)
Saldo final em 31 de dezembro de 2015	18.138	120.919	190.628	2.390	332.075	179.981
Saldo total em 31 de dezembro de 2015	18.138	217.355	197.362	2.458	435.313	245.440

Circulante	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Endividamento de Curto Prazo ⁽¹⁾	5.946	9.253	20.779	18.603
Parcela Circulante de Endividamento de Longo Prazo	44.907	18.182	31.043	29.433
Juros Provisionados	6.481	4.088	1.091	2.094
	57.334	31.523	52.913	50.130

⁽¹⁾ Reclassificação de R\$ 1.536 em 2014 na Controladora, conforme descrito na nota explicativa 2.3.

17.1 INFORMAÇÕES RESUMIDAS SOBRE OS FINANCIAMENTOS (PASSIVO CIRCULANTE E NÃO CIRCULANTE)

Vencimento em	Consolidado							Total ⁽¹⁾	Valor justo
	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante			
Financiamentos em Reais (R\$):	9.175	6.712	8.170	13.611	19.725	22.876	80.269	64.269	
Indexados a taxas flutuantes	7.637	4.900	6.356	11.835	17.291	18.267	66.286		
Indexados a taxas fixas	1.538	1.812	1.814	1.776	2.434	4.609	13.983		
Taxa média dos Financiamentos	15,1%	16,4%	15,0%	13,8%	11,4%	11,2%	13,0%		
Financiamentos em Dólares (US\$):	42.333	34.629	39.886	66.335	37.376	110.413	330.972	258.647	
Indexados a taxas flutuantes	21.752	20.276	30.394	47.334	21.826	33.028	174.610		
Indexados a taxas fixas	20.581	14.353	9.492	19.001	15.550	77.385	156.362		
Taxa média dos Financiamentos	4,1%	4,5%	4,1%	4,3%	4,6%	6,0%	4,9%		
Financiamentos em R\$ indexados ao US\$:	2.237	2.751	2.747	2.737	2.737	21.173	34.382	27.662	
Indexados a taxas flutuantes	93	90	85	75	75	138	556		
Indexados a taxas fixas	2.144	2.661	2.662	2.662	2.662	21.035	33.826		
Taxa média dos Financiamentos	7,2%	7,0%	7,1%	7,0%	7,1%	7,0%	7,0%		
Financiamentos em Libras (£):	267	-	-	-	-	9.930	10.197	6.465	
Indexados a taxas fixas	267	-	-	-	-	9.930	10.197		
Taxa média dos Financiamentos	5,8%	-	-	-	-	6,1%	6,1%		
Financiamentos em Ienes (¥):	2.183	367	332	-	-	-	2.882	2.829	
Indexados a taxas flutuantes	332	332	331	-	-	-	995		
Indexados a taxas fixas	1.851	35	1	-	-	-	1.887		
Taxa média dos Financiamentos	2,0%	0,8%	0,6%	-	-	-	1,7%		
Financiamentos em Euro (€):	1.102	46	11.692	5.548	832	14.689	33.909	25.108	
Indexados a taxas flutuantes	49	44	44	44	665	-	846		
Indexados a taxas fixas	1.053	2	11.648	5.504	167	14.689	33.063		
Taxa média dos Financiamentos	3,6%	1,6%	3,8%	3,9%	4,1%	4,4%	4,1%		
Financiamentos Outras Moedas:	36	-	-	-	-	-	36	37	
Indexados a taxas fixas	36	-	-	-	-	-	36		
Taxa média dos Financiamentos	14,3%	-	-	-	-	-	14,3%		
Total em 31 de dezembro de 2015	57.333	44.505	62.827	88.231	60.670	179.081	492.647	385.017	
Taxa média dos financiamentos	5,9%	6,4%	5,6%	5,8%	6,9%	6,7%	6,3%		
Total em 31 de dezembro de 2014	31.523	33.397	31.742	47.254	64.252	142.677	350.845	325.946	
Taxa média dos financiamentos	3,9%	6,0%	6,4%	5,2%	5,3%	6,0%	5,6%		

⁽¹⁾ Em 31 de dezembro de 2015, o prazo médio de vencimento dos financiamentos é de 7,14 anos (6,10 anos em 31 de dezembro de 2014).

Os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de preços cotados em mercados ativos (nível 1), quando aplicável, no valor de R\$ 167.631, em 31 de dezembro de 2015. Quando não há preços cotados em mercado ativo disponível, os valores justos dos financiamentos são determinados por meio de uma curva teórica elaborada com base nos *Bonds* de maior liquidez da companhia (nível 2), no valor de R\$ 217.386, em 31 de dezembro de 2015.

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

17.2 TAXA MÉDIA PONDERADA DA CAPITALIZAÇÃO DE JUROS

A taxa média ponderada dos encargos financeiros utilizada na determinação do montante dos custos de empréstimos sem destinação específica a ser capitalizado como parte integrante dos ativos em construção foi de 5,03 % a.a. em 2015 (4,91 % a.a em 2014).

17.3 LINHAS DE CRÉDITO

Empresa	Instituição financeira	Data da abertura	Prazo	Contratado	Utilizado	Valor
						Saldo
No exterior (Valores em US\$ milhões)						
Petrobras	JBIC	16/07/2013	31/12/2018	1.500	-	1.500
PGT BV	UKEF - JPMORGAN	17/12/2015	22/12/2016	500	181	319
Total				2.000	181	1.819
No país						
Petrobras	BNDES	17/12/2012	30/05/2016	2.199	1.750	449
Petrobras	BNDES	31/07/2013	15/07/2016	502	422	80
Petrobras	FINEP	16/04/2014	26/12/2017	255	177	78
PNBV	BNDES	03/09/2013	26/03/2018	9.878	1.631	8.247
Transpetro	BNDES	31/01/2007	Indefinido	5.129	554	4.575
Transpetro	Banco do Brasil	09/07/2010	10/04/2038	452	239	213
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	389	20	369
Total				18.804	4.793	14.011

17.4 GARANTIAS

As instituições financeiras normalmente não requerem garantias para empréstimos e financiamentos concedidos à Controladora. Entretanto, existem financiamentos concedidos por instrumentos específicos de fomento, que contam com garantias reais, bem como determinados empréstimos obtidos pela subsidiária Petrobras Distribuidora que são lastreados em fluxos de exportações futuras da companhia.

Os empréstimos obtidos por entidades estruturadas estão garantidos pelos próprios ativos dos projetos, bem como por penhor de direitos creditórios.

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

18. ARRENDAMENTOS MERCANTIS

18.1 RECEBIMENTOS / PAGAMENTOS MÍNIMOS DE ARRENDAMENTO MERCANTIL FINANCEIRO

Compromissos estimados	Recebimentos				Consolidado		Controladora	
	Valor futuro	Juros anuais	Valor presente	Valor futuro	Juros anuais	Pagamentos	Pagamentos	
2016	629	(408)	221	68	(18)	50	1.568	
2017 – 2020	2.880	(1.685)	1.195	171	(102)	69	3.809	
2021 em diante	6.032	(1.751)	4.281	681	(598)	83	1.617	
Em 31 de dezembro de 2015	9.541	(3.844)	5.697	920	(718)	202	6.994	
Circulante			256			48	1.568	
Não circulante			5.441			154	5.426	
Em 31 de dezembro de 2015			5.697			202	6.994	
Circulante			157			42	1.609	
Não circulante			3.866			148	4.293	
Em 31 de dezembro de 2014			4.023			190	5.902	

18.2 PAGAMENTOS MÍNIMOS DE ARRENDAMENTO MERCANTIL OPERACIONAL

Os arrendamentos mercantis operacionais incluem, principalmente, unidades de produção de petróleo e gás natural, sondas de perfuração e outros equipamentos de exploração e produção, navios, embarcações de apoio, helicópteros, terrenos e edificações.

	Consolidado	Controladora
2016	45.631	65.349
2017 - 2020	121.398	191.805
2021 em diante	220.303	330.122
Em 31 de dezembro de 2015	387.332	587.276
Em 31 de dezembro de 2014	314.505	432.452

Em 31 de dezembro de 2015, 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\$ 236.739 no Consolidado e R\$ 211.634 na Controladora (R\$ 184.778 no Consolidado e R\$ 159.466 na Controladora, em 2014).

No exercício de 2015, a companhia reconheceu despesas com arrendamento mercantil operacional no montante de R\$ 32.485 no Consolidado e R\$ 49.620 na Controladora (R\$ 25.110 no Consolidado e R\$ 35.495 na Controladora em 2014).

19. PARTES RELACIONADAS**19.1 TRANSAÇÕES COMERCIAIS E OUTRAS OPERAÇÕES**

A companhia possui política de transações com partes relacionadas, aprovada pelo Conselho de Administração, que visa estabelecer regras para assegurar que todas as decisões envolvendo partes relacionadas e situações com potencial conflito de interesses respeitem a legislação, inclusive dos países onde atua e as partes envolvidas nas negociações.

19.1.1 Por operação (controladora)

	31.12.2015			31.12.2014		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Ativo						
Contas a receber						
- Contas a receber, principalmente por vendas	8.916	-	8.916	10.224	-	10.224
- Dividendos a receber	1.595	-	1.595	1.053	-	1.053
- Operações de mútuo	-	266	266	-	6.828	6.828
- Adiantamento para aumento de capital	-	1.364	1.364	-	397	397
- Valores vinculados à construção de gasoduto	-	1.050	1.050	-	868	868
- Arrendamentos mercantis financeiros	61	873	934	-	-	-
- Outras operações	637	414	1.051	410	133	543
	11.209	3.967	15.176	11.687	8.226	19.913
Passivo						
Arrendamentos mercantis financeiros	(1.568)	(5.354)	(6.922)	(1.608)	(4.229)	(5.837)
Financiamentos sobre operações de créditos	-	-	-	(5.010)	-	(5.010)
Operações de mútuo	-	(51.465)	(51.465)	-	(29.816)	(29.816)
Pré-pagamento de exportação	(18.346)	(109.607)	(127.953)	(20.907)	(46.607)	(67.514)
Fornecedores	(13.541)	-	(13.541)	(10.827)	-	(10.827)
- Compras de petróleo, derivados e outras	(7.251)	-	(7.251)	(7.101)	-	(7.101)
- Afretamento de plataformas	(5.778)	-	(5.778)	(3.312)	-	(3.312)
- Adiantamento de clientes	(512)	-	(512)	(414)	-	(414)
Outras operações	-	(99)	(99)	-	(143)	(143)
	(33.455)	(166.525)	(199.980)	(38.352)	(80.795)	(119.147)
Resultado						
				2015	2014	
Receitas, principalmente de vendas				147.898	156.614	
Variações monetárias e cambiais líquidas				(11.624)	(2.139)	
Receitas (despesas) financeiras líquidas				(11.580)	(5.012)	
				124.694	149.463	

19.1.2 Por empresa (controladora)

	Resultado		31.12.2015				31.12.2014			
	2015	2014	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	Ativo Total	Ativo Total	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Passivo Total	Passivo Total
Subsidiárias e Controladas (*)										
BR	90.203	94.780	2.588	20	2.608	8.981	(262)	(20)	(282)	(295)
PIB-BV Holanda	7.394	19.872	2.149	138	2.287	2.373	(19.646)	(161.072)	(180.718)	(104.879)
Gaspetro	10.150	9.721	977	97	1.074	2.320	(307)	-	(307)	(440)
PNBV	2.106	1.861	2.202	34	2.236	2.859	(7.632)	-	(7.632)	(4.031)
Transpetro	864	725	654	132	786	356	(1.125)	-	(1.125)	(941)
Fundo de Investimento Imobiliário	(153)	(178)	158	-	158	63	(216)	(1.614)	(1.830)	(1.331)
Termoelétricas	(192)	(165)	120	335	455	292	(123)	(1.004)	(1.127)	(1.094)
TAG	(1.573)	(851)	202	873	1.075	402	(1.990)	-	(1.990)	(2.233)
Outras Controladas	5.328	5.878	1.533	2.333	3.866	1.722	(1.412)	-	(1.412)	(960)
	114.127	131.643	10.583	3.962	14.545	19.368	(32.713)	(163.710)	(196.423)	(116.204)
Entidades estruturadas (**)										
CDMPI	(939)	(131)	-	-	-	-	(316)	(1.856)	(2.172)	(1.702)
PDET Off Shore	(564)	(120)	-	-	-	-	(280)	(881)	(1.161)	(926)
	(1.503)	(251)	-	-	-	-	(596)	(2.737)	(3.333)	(2.628)
Coligadas (**)										
Empresas do Setor Petroquímico	12.041	18.066	559	-	559	535	(94)	(78)	(172)	(236)
Outras Coligadas	29	5	67	5	72	10	(52)	-	(52)	(79)
	12.070	18.071	626	5	631	545	(146)	(78)	(224)	(315)
	124.694	149.463	11.209	3.967	15.176	19.913	(33.455)	(166.525)	(199.980)	(119.147)

(*) Inclui suas controladas e negócios em conjunto.

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

19.1.3 Taxas anuais de operações de mútuo

	Ativo		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Até 5%	-	-	(5.623)	(4.269)
De 5,01% a 7%	81	-	(45.842)	(23.713)
De 7,01% a 9%	128	-	-	(1.834)
Acima de 9,01%	57	6.828	-	-
	266	6.828	(51.465)	(29.816)

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 no FIDC-NP e FIDC-P estão registrados em títulos e valores mobiliários.

As cessões de direitos creditórios, performados e não performados, estão registradas como financiamentos no passivo circulante.

	Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014
Títulos e valores mobiliários	7.812	8.334
Cessões de direitos creditórios	(20.779)	(18.603)
	2015	2014
Receita Financeira FIDC P e NP	891	1.000
Despesa Financeira FIDC P e NP	(2.129)	(1.525)
Resultado financeiro	(1.238)	(525)

19.3 GARANTIAS CONCEDIDAS

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

As garantias oferecidas pela Petrobras, principalmente fidejussórias, são efetuadas com base em cláusulas contratuais que suportam as operações financeiras entre as subsidiárias/controladas e terceiros, garantindo assunção do cumprimento de obrigação de terceiro, caso o devedor original não o faça.

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

Data de Vencimento das Operações	PGF ^(*)	PGT ^(**)	PNBV ^(***)	TAG ^(***)	Outros	31.12.2015	31.12.2014
						Total	Total
2015	-	-	-	-	-	-	14.433
2016	23.193	1.952	3.944	-	-	29.089	18.123
2017	18.548	-	2.387	-	1.197	22.132	16.121
2018	20.774	9.762	11.783	-	3.160	45.479	33.121
2019	29.931	23.038	9.411	-	861	63.241	46.258
2020	18.383	20.813	2.460	-	7.024	48.680	28.715
2021 em diante	104.222	32.932	13.891	17.474	10.813	179.332	97.997
	215.051	88.497	43.876	17.474	23.055	387.953	254.768

^(*)Petrobras Global Finance B.V., controlada da PIBBV.

^(**)Petrobras Global Trading B.V., controlada da PIBBV.

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

19.4 FUNDO DE INVESTIMENTO NO EXTERIOR DE SUBSIDIÁRIAS

Em 31 de dezembro de 2015, uma controlada da PIB BV mantinha recursos investidos diretamente ou por meio de fundo de investimento no exterior que detinha, entre outros, títulos de dívidas da Petrobras, da TAG e suas controladas, e de entidades estruturadas consolidadas relacionados principalmente aos projetos Gasene, Malhas, CDMPI, CLEP e Marlim Leste (P-53), equivalentes a R\$ 15.623 (R\$ 17.594 em 31 de dezembro de 2014).

19.5 TRANSAÇÕES COM EMPREENDEMENTOS EM CONJUNTO, COLIGADAS, ENTIDADES GOVERNAMENTAIS E FUNDOS DE PENSÃO

As transações significativas resultaram nos seguintes saldos:

	2015		31.12.2015		2014		31.12.2014	
	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas								
Distribuidoras estaduais de gás natural	9.849	996	281	10.592	1.343	519		
Empresas do setor petroquímico	12.020	565	174	18.153	545	219		
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	1.878	524	1.768	1.183	405	699		
	23.747	2.085	2.223	29.928	2.293	1.437		
Entidades governamentais								
Títulos públicos federais	1.090	4.352	-	1.553	11.525	-		
Bancos controlados pela União Federal	(13.641)	10.181	95.034	(7.698)	10.131	75.181		
Setor elétrico (nota explicativa 8.4)	5.821	13.335	-	5.929	7.879	-		
Contas petróleo e álcool - créditos junto a União Federal (nota explicativa 19.6)	14	857	-	7	843	-		
União Federal (Dividendos)	-	-	-	61	-	-		
Outros	30	1.190	1.230	198	639	595		
	(6.686)	29.915	96.264	50	31.017	75.776		
Planos de Pensão	-	141	431	2	-	358		
	17.061	32.141	98.918	29.980	33.310	77.571		
Receitas, principalmente de vendas	28.331			33.793				
Variações monetárias e cambiais líquidas	(4.730)			(1.037)				
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(6.540)			(2.776)				
Ativo circulante		8.806			17.837			
Ativo não circulante		23.335			15.473			
Passivo circulante			12.683			4.928		
Passivo não circulante			86.235			72.643		
	17.061	32.141	98.918	29.980	33.310	77.571		

19.6 CONTAS PETRÓLEO E ÁLCOOL – UNIÃO FEDERAL

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo da conta atualizado monetariamente é de R\$ 857 (R\$ 843 em 31 de dezembro de 2014) 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, na qual a Petrobras já apresentou concordância com laudo pericial que cita a existência do referido crédito junto à União Federal, bem como menciona que não foram localizados documentos que comprovem o suposto crédito requerido pela União.

Aguarda-se nova manifestação do perito, após a apresentação de novos quesitos por parte da União Federal, para encerramento da perícia judicial.

19.7 REMUNERAÇÃO DOS EMPREGADOS E DIRIGENTES

O plano de cargos e salários e de benefícios e vantagens da Petrobras e a legislação específica estabelecem os critérios para todas as remunerações atribuídas pela companhia a seus empregados e dirigentes.

As remunerações de empregados, incluindo os ocupantes de funções gerenciais, e dirigentes da Petrobras relativas aos meses de dezembro de 2015 e 2014 foram as seguintes:

Remuneração do empregado	Expresso em reais	
	2015	2014
Menor remuneração	2.812,74	2.710,19
Remuneração média	16.582,21	15.031,44
Maior remuneração	90.078,93	82.241,33
Remuneração do dirigente da Petrobras (maior)	106.748,22	98.758,65

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

	2015			2014		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração (Titulares e suplentes)	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	12,7	1,4	14,1	9,7	1,2	10,9
Encargos sociais	3,4	0,3	3,7	2,6	0,2	2,8
Previdência complementar	0,8	-	0,8	0,7	-	0,7
Remuneração variável ⁽¹⁾	-	-	-	3,3	-	3,3
Remuneração total - competência	16,9	1,7	18,6	16,3	1,4	17,7
Remuneração total - pagamento realizado	16,9	1,7	18,6	15,4	1,4	16,8
Número de membros	8	18	26	7	10	17

⁽¹⁾ Em função da ocorrência de prejuízo, a Assembleia Geral decidiu pelo cancelamento do pagamento integral de Remuneração Variável Anual - RVA 2014 e de todas as parcelas diferidas ainda não pagas da RVA 2013 dos Diretores, nos termos do respectivo programa de metas corporativas e da Lei 6.404/76, art. 152, §2º.

No exercício de 2015, a despesa consolidada com os honorários de diretores e conselheiros do Sistema Petrobras totalizou R\$ 67,4 (R\$ 72,6 em 2014). A Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 1º de julho de 2015, deliberou o seguinte:

- alteração do Estatuto Social da companhia para estabelecer, em seu artigo 18, que os membros do Conselho de Administração passem a ter suplentes em caráter excepcional por um prazo de dois anos; em seu artigo 29, que estabelece que o Conselho de Administração contará com cinco Comitês de assessoramento, com atribuições específicas de análise e recomendação sobre determinadas matérias, vinculados diretamente ao Conselho; e em seu artigo 41, que os suplentes dos Conselheiros de Administração poderão participar como convidados de todas as reuniões do Conselho, independente de os titulares estarem presentes, e receberão honorário mensal fixo, conforme estabelecido pelo Conselho de Administração, respeitado o montante fixado pela Assembleia Geral;
- acréscimo da remuneração global dos administradores, no valor de R\$ 754 mil para fazer face à remuneração dos membros suplentes do Conselho de Administração, considerando-se o período de julho de 2015 a março de 2016.

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

Os suplentes do Conselho de Administração que participaram desses Comitês de Assessoramento fizeram jus a uma remuneração total de R\$ 83 mil no exercício de 2015, e considerando os encargos sociais, os valores passam a ser de R\$ 99 mil.

20. PROVISÕES PARA DESMANTELAMENTO DE ÁREAS

Passivo não circulante	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Saldo inicial	21.958	16.709	20.630	15.320
Revisão de provisão	16.812	6.196	16.789	6.286
Utilização por pagamentos	(4.149)	(1.603)	(3.306)	(1.422)
Atualização de juros	753	475	721	446
Outros	354	181	(193)	-
Saldo final	35.728	21.958	34.641	20.630

A companhia tem como política revisar anualmente os seus custos estimados associados com abandono de poços e desmobilização de áreas de produção de petróleo e gás.

No ano de 2015, foi reconhecido um aumento da provisão no montante de R\$ 14,1 bilhões com seus principais efeitos relacionados a: (i) aumento de R\$ 11,1 bilhões, devido à elevação do câmbio, com impacto direto nos custos em dólar; (ii) aumento de R\$ 7,1 bilhões decorrente de revisão do preço do Brent, com impacto direto na economicidade dos campos, reduzindo significativamente o ano médio de abandono; (iii) revisão das estimativas de abandono dos poços, baseado nas realizações de abandono de poços ocorridas em 2015, levando a um aumento de R\$ 6,7 bilhões. Esses efeitos foram parcialmente compensados por um decréscimo de R\$ 11,2 bilhões, atribuível ao aumento da taxa de desconto ajustada ao risco (de 3,76% a.a., em 31 de dezembro de 2014 para 6,73% a.a., em 31 de dezembro de 2015).

A companhia realiza regularmente estudos para incorporar as mais recentes tecnologias e procedimentos para otimizar o abandono de áreas, considerando as melhores práticas da indústria e experiências anteriores com relação a custos incorridos.

21. TRIBUTOS

21.1 TRIBUTOS CORRENTES

Imposto de renda e contribuição social	Consolidado				Controladora	
	Ativo Circulante		Passivo Circulante		Ativo Circulante	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
No país	3.743	2.705	242	370	1.520	1.297
No exterior	96	118	168	287	-	-
	3.839	2.823	410	657	1.520	1.297

Demais impostos e contribuições	Ativo circulante		Ativo não circulante		Passivo circulante		Passivo não circulante (*)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
	Consolidado							
Impostos no país:								
ICMS / ICMS diferido	3.151	4.707	2.364	2.090	4.081	3.386	-	-
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido	2.913	2.201	7.913	7.923	1.902	784	-	-
CIDE	72	35	-	-	449	20	-	-
Participação especial/Royalties	-	-	-	-	2.428	4.031	-	-
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	-	-	-	-	1.698	1.290	60	-
Refis	-	-	-	-	1.068	-	43	-
Outros	585	195	718	610	956	745	-	-
	6.721	7.138	10.995	10.623	12.582	10.256	103	-
Impostos no exterior	172	162	22	22	557	540	-	-
	6.893	7.300	11.017	10.645	13.139	10.796	103	-
	Controladora							
Impostos no país:								
ICMS / ICMS diferido	2.700	3.829	2.291	1.940	3.830	3.080	-	-
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido	1.762	1.639	7.194	7.003	1.745	625	-	-
CIDE	72	35	-	-	449	20	-	-
Participação especial/Royalties	-	-	-	-	2.428	4.031	-	-
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	-	-	-	-	1.621	1.233	-	-
Refis	-	-	-	-	1.068	-	43	-
Outros	453	106	-	-	621	518	-	-
	4.987	5.609	9.485	8.943	11.762	9.507	43	-

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

21.2 PROGRAMA DE RECUPERAÇÃO FISCAL (REFIS)

Em 16 de julho de 2015, em razão de decisão desfavorável na esfera administrativa, a Petrobras liquidou a autuação lavrada pela Receita Federal do Brasil referente à incidência de IOF em transações de mútuos realizadas pela companhia com suas controladas no exterior durante o ano de 2008, o que resultou em um pagamento de R\$ 1.183 em espécie e R\$ 397 com créditos de prejuízos fiscais totalizando R\$ 1.580. Adicionalmente, tendo em vista a publicação da Portaria Conjunta RFB/PGFN nº 1.064 e da Instrução Normativa RFB nº 1.576/15, em 3 de agosto de 2015, que esclareceram quanto à possibilidade de inclusão de novos débitos tributários no Programa de Recuperação Fiscal (REFIS) instituído pela Lei nº 12.996/14, a companhia decidiu incluir os débitos tributários federais listados abaixo:

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

Os débitos tributários federais foram incluídos na modalidade parcelada em 30 vezes, com o pagamento em dinheiro de 20% do saldo remanescente após a aplicação dos descontos e utilização de créditos de prejuízos fiscais para quitação de juros e multa. O prazo para inclusão de novos débitos encerrou-se em 25 de setembro de 2015.

Dessa forma, no período de janeiro a dezembro de 2015, a companhia reconheceu no resultado o total de R\$ 7.617 sendo R\$ 5.090 como despesas tributárias e R\$ 2.527 como despesas financeiras. Deste valor, já houve quitação de R\$ 6.527, sendo R\$ 3.467 em espécie, R\$ 1.806 em créditos de prejuízos fiscais e R\$ 1.254 em depósitos judiciais.

21.3 PROGRAMAS DE ANISTIAS ESTADUAIS

Em 2015, a Petrobras aderiu a programas de pagamento à vista de débitos tributários, devido à anistia para liquidação de tributos administrados pelos estados (ICMS).

Data de adesão	Estado	Lei Estadual/Decreto	Valor
julho/2015	RJ	7.020/2015	619
setembro/2015	ES	10.376/2015	348
novembro/2015	DF	5.463/2015	75
dezembro/2015	BA	13.449/2015	146
dezembro/2015	PA	1.439/2015	32
2015		Diversos	9
Total			1.229

Nesses acordos, a companhia reconheceu no resultado o total de R\$ 1.229, sendo R\$ 1.046 como despesas tributárias e R\$ 183 como despesas financeiras.

21.4 PROGRAMA DE REDUÇÃO DE LITÍGIOS TRIBUTÁRIOS – PRORELIT

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

21.5 TRIBUTAÇÃO NO BRASIL DE LUCRO NO EXTERIOR

A companhia reconheceu despesas com provisionamento de imposto de renda e contribuição social no país, no montante de R\$ 2.528, referentes aos lucros auferidos até 31 de dezembro de 2015 por investidas no exterior, conforme dispositivos previstos na Lei nº 12.973/2014.

21.6 IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS – NÃO CIRCULANTE

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

	Consolidado										Controladora
	Imobilizado										
	Custo com prospeção	Outros ^(*)	Empréstimos, contas a receber / pagar e financiamentos	Arrendamentos mercantis financeiros	Provisão para processos judiciais	Prejuízos fiscais	Estoques	Juros sobre capital próprio	Outros	Total	Total
Em 1º de janeiro de 2014	(31.405)	(9.143)	4.648	(1.214)	957	9.354	1.292	3.163	1.789	(20.559)	(24.259)
Reconhecido no resultado do exercício	(4.844)	8.908	1.238	(85)	420	5.932	4	(3.163)	(385)	8.025	8.555
Reconhecido no patrimônio líquido	-	-	4.752	(97)	-	-	-	-	2.698	7.353	6.815
Ajuste acumulado de conversão	-	(314)	9	-	(4)	35	6	-	258	(10)	-
Outros ^(*)	-	(46)	(15)	(177)	24	(130)	-	-	156	(188)	(173)
Em 31 de dezembro de 2014	(36.249)	(595)	10.632	(1.573)	1.397	15.191	1.302	-	4.516	(5.379)	(9.062)
Reconhecido no resultado do exercício	(4.061)	5.894	739	186	1.712	6.789	74	(1)	(2.421)	8.911	8.047
Reconhecido no patrimônio líquido	-	-	20.961	-	-	(336)	-	-	(54)	20.571	17.991
Ajuste acumulado de conversão	-	106	2	-	(14)	501	(4)	1	(274)	318	-
Utilização de créditos tributários – REFIS e PRORELIT	-	-	-	-	-	(1.853)	-	-	-	(1.853)	(1.853)
Outros	-	(362)	296	21	(3)	73	7	-	(16)	16	33
Em 31 de dezembro de 2015	(40.310)	5.043	32.630	(1.366)	3.092	20.365	1.379	-	1.751	22.584	15.156
Impostos diferidos ativos										2.673	-
Impostos diferidos passivos										(8.052)	(9.062)
Em 31 de dezembro de 2014										(5.379)	(9.062)
Impostos diferidos ativos										23.490	15.156
Impostos diferidos passivos										(906)	-
Em 31 de dezembro de 2015										22.584	15.156

^(*) Representado, basicamente, por reorganizações societárias.

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

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

Os créditos fiscais diferidos ativos foram reconhecidos com base na projeção de lucro tributável nos exercícios subsequentes, suportada pelas premissas do Plano de Negócios e Gestão – PNG (2015–2019), que tem como principais metas a reestruturação dos negócios, a continuidade do programa de desinvestimentos, a desmobilização de ativos e a redução de gastos operacionais.

A Administração considera que os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos baseados nas projeções baseadas no PNG.

Em 31 de dezembro de 2015, a expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

	Imposto de Renda e CSLL diferidos, líquidos			
	Consolidado		Controladora	
	Ativos	Passivos	Ativos	Passivos
2016	5.116	83	3.202	-
2017	1.622	76	-	-
2018	483	101	-	-
2019	3.860	128	3.026	-
2020	2.691	102	2.205	-
2021	7.781	105	6.723	-
2022 em diante	1.937	311	-	-
Parcela registrada contabilmente	23.490	906	15.156	-
País	3.917	-	-	-
Exterior	9.513	-	-	-
Parcela não registrada contabilmente	13.430	-	-	-
Total	36.920	906	15.156	-

Os créditos tributários no país não registrados, no montante de R\$ 2.242, decorrem de prejuízos fiscais acumulados de subsidiárias que possuem um histórico de perdas, sendo passíveis de compensação com lucros tributáveis futuros nas empresas em que foram gerados sem prazo de prescrição. Cabe ressaltar que não há, para empresas que apresentam histórico de perda, previsão de resultados tributáveis que permitam a compensação de tais créditos.

Em 31 de dezembro de 2015, a companhia possuía créditos tributários no exterior não registrados no montante de R\$ 9.513 (R\$ 8.501 em 31 de dezembro de 2014) decorrentes de prejuízos fiscais acumulados, oriundos, principalmente, das atividades de exploração e produção de óleo e gás e refino nos Estados Unidos no valor de R\$ 7.816 (R\$ 4.868 em 31 de dezembro de 2014) e das empresas na Espanha no valor de R\$ 1.697 (R\$ 1.289 em 2014). Em 2014, o valor de R\$ 2.344 proveniente das empresas na Holanda foi compensado integralmente em 2015, não restando crédito fiscal não registrado para esse país.

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

Ano	Créditos tributários não registrados
2020	152
2021	537
2022	243
2023	228
2024	293
2025	23
2026	442
2027	508
2028	613
2029	772
2030 em diante	5.702
Total	9.513

21.7 RECONCILIAÇÃO DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL SOBRE O LUCRO

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

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
Prejuízo antes dos impostos	(41.229)	(25.816)	(42.883)	(30.247)
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	14.018	8.777	14.580	10.284
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:				
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	(1.388)	1.212	-	-
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior	(2.528)	-	(2.528)	-
Incentivos fiscais	43	60	-	9
Prejuízos fiscais não reconhecidos	(1.864)	(3.271)	-	-
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente (nota explicativa 3)	-	(2.223)	-	(1.699)
Exclusões/(adições) permanentes, líquidas ⁽¹⁾	(2.081)	(665)	(3.997)	(39)
Outros	(142)	2	(8)	-
Imposto de renda e contribuição social	6.058	3.892	8.047	8.555
Imposto de renda e contribuição social diferidos	8.911	8.025	8.047	8.555
Imposto de renda e contribuição social correntes	(2.853)	(4.133)	-	-
	6.058	3.892	8.047	8.555
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	14,7%	15,1%	18,8%	28,3%

⁽¹⁾ Inclui principal da contingência de IOF (nota explicativa 21.2) e equivalência patrimonial.

22. BENEFÍCIOS CONCEDIDOS A EMPREGADOS

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

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
Passivo				
Plano de pensão Petros	23.185	20.916	22.110	19.924
Plano de pensão Petros 2	277	762	231	664
Plano de saúde AMS	26.369	23.957	24.641	22.546
Outros planos	343	283	-	-
	50.174	45.918	46.982	43.134
Circulante	2.556	2.115	2.436	2.026
Não Circulante	47.618	43.803	44.546	41.108
	50.174	45.918	46.982	43.134

22.1 PLANOS PETROS E PETROS 2

A gestão dos planos de previdência complementar da companhia é responsabilidade da Fundação Petrobras de Seguridade Social – Petros, que foi constituída pela Petrobras como uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira.

a) Plano Petros - Fundação Petrobras de Seguridade Social

O Plano Petros é um plano de previdência de benefício definido, instituído pela Petrobras em julho de 1970, que assegura aos participantes uma complementação do benefício concedido pela Previdência Social, e é direcionado atualmente aos empregados da Petrobras e da Petrobras Distribuidora - BR. O plano está fechado aos empregados admitidos a partir de setembro de 2002.

A avaliação do plano de custeio da Petros é procedida 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.

A Petros tem até 31 de julho de 2016 para apresentar à Superintendência de Previdência Complementar (PREVIC) suas demonstrações de 2015 e no caso de o déficit do Plano Petros superar o limite estabelecido pela Resolução nº 22/2015, aprovada pelo Conselho Nacional de Previdência Complementar (CNPC), a Petros deverá apresentar o plano de equacionamento à PREVIC até o final de 2016 e iniciar sua execução após 60 dias contados da data de sua aprovação pelo Conselho Deliberativo. Conforme Emenda Constitucional nº 20/1998 e Leis Complementares nº 108 e 109/2001, deverá ser custeado por participantes e patrocinadores, observada a proporção de suas contribuições.

Ressalte-se que o citado limite estabelecido pela Resolução nº 22/2015 corresponde à aplicação da seguinte fórmula: $1\% \times (\text{prazo estimado de duração da obrigação "duration" subtraído de 4}) \times (\text{provisão matemática, ou seja, estimativa do valor total da obrigação atuarial futura})$.

Em 31 de dezembro de 2015, os saldos dos Termos de Compromisso Financeiro - TCF, assinados em 2008 pela companhia e a Petros, totalizavam R\$ 11.856 (R\$ 11.484 na Controladora). Os compromissos dos TCF têm prazo de vencimento em 20 anos com pagamento de juros semestrais de 6% a.a. sobre o saldo a pagar atualizado. Nesta mesma data, a companhia possuía estoque de petróleo e/ou derivados dado como garantia dos TCF no valor de R\$ 6.711, os quais estão em fase de revisão.

Para o exercício de 2016, as contribuições esperadas para o plano somam R\$ 701 (R\$ 665 na Controladora) e o pagamento de juros sobre o TCF, R\$ 736 (R\$ 713 na Controladora).

A duração média do passivo atuarial do plano, em 31 de dezembro de 2015, é de 10,06 anos.

b) Plano Petros 2 - Fundação Petrobras de Seguridade Social

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

A parcela desse plano com característica de benefício definido refere-se à cobertura de risco com invalidez e morte, garantia de um benefício mínimo e renda vitalícia, sendo que os compromissos atuariais relacionados estão registrados de acordo com o método da unidade de crédito projetada. A parcela do plano com característica de contribuição definida destina-se à formação de reserva para aposentadoria programada, cujas contribuições são reconhecidas no resultado de acordo com o pagamento. Em 2015, a contribuição da companhia para parcela de contribuição definida totalizou R\$ 866 (R\$ 751 na Controladora).

A parcela da contribuição com característica de benefício definido está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2016, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Petros, que se baseou na recomendação da consultoria atuarial da Petros. Dessa forma, toda contribuição deste período está sendo destinada para conta individual do participante.

As contribuições esperadas das patrocinadoras, para 2016, são de R\$ 1.013 (R\$ 846 na Controladora), referentes à parcela de contribuição definida.

A duração média do passivo atuarial do plano, em 31 de dezembro de 2015, é de 29,58 anos.

22.2 OUTROS PLANOS

A companhia também patrocina outros planos de pensão e saúde no país e no exterior, dentre os quais se destacam planos no exterior com características de benefício definido, por meio de controladas na Argentina, Japão e outros países. A maioria desses planos possui saldos de passivos atuariais superiores aos ativos garantidores e os ativos são mantidos em trustes, fundações ou entidades similares que são regidas pelas regulamentações locais.

22.3 ATIVOS DOS PLANOS DE PENSÃO

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

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

Os limites de alocação dos ativos determinados na Política de Investimentos do Plano Petros Sistema Petrobras no período entre 2016 a 2020 são de: 30% a 90% em renda fixa, 6% a 45% em renda variável, 2% a 8% em imóveis, 0% a 15% em empréstimos a participantes, 0% a 10% em investimentos estruturados e de 0% em renda variável global. Enquanto os limites de alocação do Plano Petros 2 para o mesmo período são de: 60% a 90% em renda fixa, 0% a 20% em renda variável, 0% a 5% em imóveis, 0% a 15% em empréstimos a participantes, 0% a 8% em investimentos estruturados e de 0% em renda variável global.

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

Categoria do Ativo	Preços cotados em mercado ativo		Valor justo total	Consolidado	
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo		2015	2014
				% Valor justo total	%
Renda fixa	17.033	4.250	21.283	43	38
Títulos privados	-	620	620		
Títulos públicos	17.033	-	17.033		
Outros investimentos	-	3.630	3.630		
Renda variável	16.826	658	17.484	36	43
Ações à vista	16.826	-	16.826		
Outros investimentos	-	658	658		
Investimentos Estruturados	-	3.819	3.819	8	8
Fundos de <i>Private Equity</i>	-	3.490	3.490		
Fundos de <i>Venture Capital</i>	-	37	37		
Fundos Imobiliários	-	292	292		
Imóveis	-	4.203	4.203	9	7
	33.859	12.930	46.789	96	96
Empréstimos a participantes	-	2.074	2.074	4	4
			48.863	100	100

Em 31 de dezembro de 2015, os investimentos incluem ações ordinárias e preferenciais da Petrobras no valor de R\$ 256 e de R\$ 223, respectivamente, e imóveis da Petros alugados pela companhia no valor de R\$ 525.

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

22.4 PLANO DE SAÚDE - ASSISTÊNCIA MULTIDISCIPLINAR DE SAÚDE (AMS)

A Petrobras, Petrobras Distribuidora - BR, Petrobras Transporte S.A. - Transpetro, Petrobras Biocombustível, Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A. - TBG e Termobahia mantêm um plano de assistência médica (AMS), que cobre todos os empregados das empresas no Brasil (ativos e inativos) e dependentes. O plano é administrado pela própria companhia e sua gestão é baseada em princípios de autossustentabilidade do benefício, e conta com programas preventivos e de atenção à saúde. O principal risco atrelado a benefícios de saúde é o relativo ao ritmo de crescimento dos custos médicos, que decorre tanto da implantação de novas tecnologias e inclusão de novas coberturas quanto de um maior consumo de saúde. Nesse sentido, a companhia busca mitigar esse risco por meio de aperfeiçoamento contínuo de seus procedimentos técnicos e administrativos, bem como aprimoramento dos diversos programas oferecidos aos beneficiários.

Os empregados contribuem com uma parcela mensal pré-definida para cobertura de grande risco e com uma parcela dos gastos incorridos referentes às demais coberturas, ambas estabelecidas conforme tabelas de participação baseadas em determinados parâmetros, incluindo níveis salariais e etários, além do benefício farmácia que prevê condições especiais na aquisição, em farmácias cadastradas distribuídas em todo o território nacional, de certos medicamentos. O plano de assistência médica não está coberto por ativos garantidores. O pagamento dos benefícios é efetuado pela companhia com base nos custos incorridos pelos participantes.

A duração média do passivo atuarial do plano em 31 de dezembro de 2015 é de 21,54 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.

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

	Consolidado									
	2015					2014				
	Planos de pensão		Plano de saúde - AMS	Outros planos	Total	Planos de pensão		Plano de saúde - AMS	Outros planos	Total
Petros	Petros 2	Petros				Petros 2				
Movimentação do valor presente das obrigações atuariais										
Obrigação atuarial no início do exercício	73.601	1.441	23.957	443	99.442	65.134	830	16.397	354	82.715
Custo dos juros:					-					
· Com termo de compromisso financeiro	1.428	-	-	-	1.428	1.041	-	-	-	1.041
· Atuarial	7.926	188	3.065	60	11.239	7.427	106	2.292	45	9.870
Custo do serviço	254	107	148	38	547	137	79	422	25	663
Contribuições de participantes	341	-	-	1	342	386	-	-	1	387
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(4.041)	(16)	(1.155)	(14)	(5.226)	(2.908)	(23)	(930)	(15)	(3.876)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	(1.735)	13	(2.544)	(12)	(4.278)	2.621	373	(824)	16	2.186
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	(152)	(162)	10	(2)	(306)	(4.758)	(129)	(1.781)	(13)	(6.681)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	(6.670)	(411)	2.888	(33)	(4.226)	4.522	206	8.382	14	13.124
Outros	-	-	-	75	75	(1)	(1)	(1)	16	13
Obrigação atuarial no fim do exercício	70.952	1.160	26.369	556	99.037	73.601	1.441	23.957	443	99.442
Movimentação no valor justo dos ativos do plano										
Ativos do plano no início do exercício	52.685	679	-	160	53.524	52.619	546	-	97	53.262
Receita de juros	6.729	88	-	9	6.826	6.724	69	-	8	6.801
Contribuições pagas pela empresa	644	-	1.155	18	1.817	579	-	930	12	1.521
Contribuições de participantes	341	-	-	1	342	386	-	-	1	387
Termo de compromisso financeiro pago pela empresa	550	-	-	-	550	478	-	-	-	478
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(4.041)	(16)	(1.155)	(14)	(5.226)	(2.908)	(23)	(930)	(15)	(3.876)
Remensuração: Retorno sobre os ativos inferior à receita de juros	(9.141)	132	-	(3)	(9.012)	(5.191)	87	-	9	(5.095)
Outros	-	-	-	42	42	(2)	-	-	48	46
Ativos do plano no fim do exercício	47.767	883	-	213	48.863	52.685	679	-	160	53.524
Valores reconhecidos no balanço patrimonial										
Valor presente das obrigações	70.952	1.160	26.369	556	99.037	73.601	1.441	23.957	443	99.442
(-) Valor justo dos ativos do plano	(47.767)	(883)	-	(213)	(48.863)	(52.685)	(679)	-	(160)	(53.524)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	23.185	277	26.369	343	50.174	20.916	762	23.957	283	45.918
Movimentação do passivo atuarial líquido										
Saldo em 1º de janeiro	20.916	762	23.957	283	45.918	12.515	284	16.397	257	29.453
(+) Efeitos de remensuração reconhecidos em outros resultados abrangentes	584	(692)	354	(44)	202	7.576	363	5.777	8	13.724
(+) Custos incorridos no exercício	2.879	207	3.213	89	6.388	1.881	116	2.714	62	4.773
(-) Pagamento de contribuições	(644)	-	(1.155)	(18)	(1.817)	(579)	-	(930)	(12)	(1.521)
(-) Pagamento do termo de compromisso financeiro	(550)	-	-	-	(550)	(478)	-	-	-	(478)
Outros	-	-	-	33	33	1	(1)	(1)	(32)	(33)
Saldo em 31 de dezembro	23.185	277	26.369	343	50.174	20.916	762	23.957	283	45.918

b) Componentes do benefício definido

	Plano de pensão		Saúde	Outros planos	Consolidado
	Petros	Petros 2	AMS		Total
2015					
Custo do serviço	254	107	148	38	547
Juros líquidos sobre passivo/(ativo) líquido	2.625	100	3.065	51	5.841
Custo líquido do exercício	2.879	207	3.213	89	6.388
Relativa a empregados ativos:					
Absorvida no custeio das atividades operacionais	841	105	638	6	1.590
Diretamente no resultado	437	86	406	79	1.008
Relativa aos assistidos	1.601	16	2.169	4	3.790
Custo líquido do exercício	2.879	207	3.213	89	6.388
2014					
Custo do serviço	137	79	422	25	663
Juros líquidos sobre passivo/(ativo) líquido	1.744	37	2.292	37	4.110
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 assistidos	950	5	1.478	5	2.438
Custo líquido do exercício	1.881	116	2.714	62	4.773

c) Análise de sensibilidade

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

	Consolidado					
	Taxa de desconto				Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	
	Pensão		Saúde		Saúde	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigação atuarial	(5.830)	6.940	(2.818)	3.426	3.519	(2.947)
Custo do serviço e juros	(305)	369	(238)	282	618	(512)

d) Premissas atuariais adotadas no cálculo

	2015	2014
Taxa de desconto (Real)	7,33% ⁽¹⁾ / 7,28% ⁽²⁾ / 7,32% ⁽³⁾	6,14% ⁽¹⁾ / 6,20% ⁽²⁾ / 6,15% ⁽³⁾
Inflação (IPCA)	6,87% ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾	6,50% ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação)	14,70% ⁽¹⁾ / 14,65% ⁽²⁾ / 14,69% ⁽³⁾	13,04% ⁽¹⁾ / 13,10% ⁽²⁾ / 13,05% ⁽³⁾
Taxa de crescimento salarial (Real)	1,48% ⁽¹⁾ / 2,79% ⁽²⁾	1,761% ⁽¹⁾ / 3,77% ⁽²⁾
Taxa de crescimento salarial Nominal (Real + Inflação)	8,45% ⁽¹⁾ / 9,85% ⁽²⁾	8,37% ⁽¹⁾ / 10,52% ⁽²⁾
Taxa de rotatividade do plano de saúde	0,753% a.a. ⁽⁵⁾	0,642% a.a. ⁽⁵⁾
Taxa de rotatividade do plano de pensão	Nula	Nula
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	14,92% a 3,70%a.a. ⁽⁶⁾	14,47% a 3,00%a.a. ⁽⁶⁾
Tábua de mortalidade geral	EX-PETROS 2013 (ambos os gêneros) ⁽¹⁾⁽³⁾ AT-2000 Feminina suavizada em 10% ⁽²⁾	EX-PETROS 2013 (ambos os gêneros) ⁽¹⁾⁽³⁾ AT-2000 Feminina suavizada em 10% ⁽²⁾
Tábua de entrada em invalidez	TASA 1927 ⁽¹⁾⁽³⁾ / Álvaro Vindas ⁽²⁾	TASA 1927 ⁽¹⁾⁽³⁾ / Álvaro Vindas ⁽²⁾
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 Masculina agravada em 10% ⁽¹⁾⁽³⁾ IAPB 1957 fraca ⁽²⁾	AT-49 Masculina agravada em 10% ⁽¹⁾⁽³⁾ IAPB 1957 fraca ⁽²⁾
Idade de entrada na aposentadoria	Homem, 57 anos / Mulher, 56 anos ⁽⁷⁾	Homem, 57 anos / Mulher, 56 anos ⁽⁷⁾

⁽¹⁾ Plano Petros Sistema Petrobras.

⁽²⁾ Plano Petros 2.

⁽³⁾ Plano AMS.

⁽⁴⁾ Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 6,87% para 2016 e atingindo 3,70% de 2025 em diante.

⁽⁵⁾ Rotatividade média apenas da patrocinadora Petrobras, que varia de acordo com a idade e tempo de serviço.

⁽⁶⁾ Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora Petrobras.

⁽⁷⁾ Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foi utilizada a elegibilidade conforme as regras do Regime Geral de Previdência Social (RGPS) e regras do plano.

e) Perfil de vencimento da obrigação

	Consolidado				
	2015				
	Plano de pensão		Saúde	Outros planos	Total
Petros	Petros 2	AMS			
Até 1 ano	5.005	58	1.116	9	6.188
De 1 A 2 anos	4.832	59	1.148	8	6.047
De 2 A 3 anos	4.666	60	1.189	6	5.921
De 3 A 4 anos	4.491	59	1.221	6	5.777
Acima de 4 anos	51.958	924	21.695	527	75.104
Total	70.952	1.160	26.369	556	99.037

22.6 OUTROS PLANOS DE CONTRIBUIÇÃO DEFINIDA

A Petrobras, por meio de suas controladas no país e no exterior também patrocina outros planos de aposentadoria de contribuição definida aos empregados. As contribuições pagas no exercício de 2015, reconhecidas no resultado, totalizaram R\$ 25.

22.7 PARTICIPAÇÃO NOS LUCROS OU RESULTADOS

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

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

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

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

Entretanto, ainda segundo essa 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 2014

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

PLR do exercício de 2015

No exercício findo em 31 de dezembro de 2015, não houve lucro e as metas estabelecidas pela Administração não foram alcançadas, principalmente pelo resultado dos indicadores de Custo Unitário de Extração sem Participação Governamental - Brasil e de Carga Processada - Brasil.

Dessa forma, não há provisão para pagamento de participação no resultado referente ao exercício de 2015.

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.

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

No período de 30 de novembro de 2015 a 18 de dezembro de 2015, a Petrobras permitiu aos empregados desistentes ou excluídos do PIDV 2014 proceder à revalidação de sua inscrição no PIDV 2014, de caráter voluntário, tendo alcançado o número de 374 revalidações.

Em 13 de outubro de 2015, a controlada Petrobras Distribuidora S.A. implementou um novo Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV BR 2015), a fim de adequar o efetivo da companhia, compatibilizando-os com as expectativas dos empregados. O período de inscrições ao PIDV se encerrou em 30 de dezembro de 2015 e alcançou 345 inscritos. Em 31 de dezembro de 2015, a Petrobras Distribuidora reconheceu a estimativa de desembolso dos incentivos financeiros no montante de R\$ 92.

Até o mês de dezembro de 2015, a companhia registrou 6.554 desligamentos e 249 desistências do PIDV 2014, cuja movimentação da provisão está representada a seguir:

	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2014	1.035
Revisão de provisão (*)	326
Utilização por desligamento	(676)
Novos inscritos PIDV BR 2015	92
Saldo em 31 de dezembro de 2015	777
Circulante	606
Não circulante	171

(*) Inclui revalidação de inscrições do PIDV 2014 da Petrobras, 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 2015, o capital subscrito e integralizado no valor de R\$ 205.432 está representado por 7.442.454.142 ações ordinárias e 5.602.042.788 ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

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

23.2 TRANSAÇÕES DE CAPITAL

a) Gastos com emissão de ações

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

b) Mudança de participação em controladas

Diferenças entre o valor pago e o montante contábil decorrentes das variações de participações em controladas que não resultem em perda de controle, considerando que se tratam de transações de capital, ou seja, transações com os acionistas, na qualidade de proprietários. As principais mudanças de participação em controladas estão relatadas na nota explicativa 11.

23.3 RESERVAS DE LUCROS

a) Reserva legal

Constituída mediante a apropriação de 5% do lucro líquido do exercício, em conformidade com o artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações.

b) Reserva estatutária

Constituída mediante a apropriação do lucro líquido de cada exercício de um montante equivalente a, no mínimo, 0,5% do capital social integralizado no fim do exercício e destina-se ao custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo desta reserva

não pode exceder a 5% do capital social integralizado, de acordo com o artigo 55 do Estatuto Social da companhia.

c) Reserva de incentivos fiscais

Constituída mediante destinação de parcela do resultado do exercício equivalente aos incentivos fiscais, decorrentes de doações ou subvenções governamentais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei das Sociedades por Ações. Essa reserva somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízos ou aumento de capital social.

Nos exercícios de 2014 e 2015, a parcela do resultado referente à subvenção de investimentos no âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM) não foi destinada para reserva de incentivos fiscais em função da ausência de lucro. Entretanto, a constituição de reserva de incentivo com esta parcela ocorrerá em períodos subsequentes, conforme previsto na Lei 12.973/14, em seu capítulo I.

O montante acumulado de subvenção de investimentos proveniente dos resultados dos exercícios de 2014 e 2015 a ser utilizado para constituição de reserva de incentivo é de R\$ 50, sendo R\$ 25 para cada um desses exercícios.

d) Reserva de retenção de lucros

É destinada à aplicação em investimentos previstos em orçamento de capital, principalmente nas atividades de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás, em conformidade com o artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações.

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo de prejuízos acumulados será obrigatoriamente absorvido pela reserva de retenção de lucros no montante de R\$ 34.826.

23.4 OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES

No período de janeiro a dezembro de 2015 foram reconhecidos como outros resultados abrangentes, principalmente os seguintes efeitos:

- ajuste acumulado de conversão no montante de R\$ 24.545, decorrente da conversão das demonstrações contábeis de controladas no exterior com moeda funcional diferente do real;
- hedge de fluxo de caixa de exportação, reduzindo o patrimônio líquido no período no montante de R\$ 40.690, líquido de impostos, totalizando em 31 de dezembro de 2015 o montante de R\$ 58.291, líquido de impostos, conforme nota explicativa 33;
- equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas no montante de R\$ 2.864.

23.5 DIVIDENDOS

O Estatuto Social determina que os acionistas terão direito, em cada exercício, aos dividendos, que não poderão ser inferiores a 25% do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações, rateado pelas ações em que se dividir o capital da companhia. Uma vez que a companhia proponha remuneração aos acionistas, as ações preferenciais têm prioridade no recebimento dos dividendos, no mínimo, de 3% do valor do patrimônio líquido da ação, ou de 5% calculado sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações, prevalecendo sempre o maior, participando em igualdade com as ações ordinárias, nos aumentos de capital social decorrentes de incorporação de reservas e lucros.

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014, considerando a inexistência de lucro, não foi proposto pagamento de dividendos e/ou juros sobre capital próprio pelo Conselho de Administração.

23.6 RESULTADO POR AÇÃO

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
Prejuízo atribuível aos acionistas da Petrobras	(34.836)	(21.587)	(34.836)	(21.692)
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
Prejuízo básico e diluído por ação ordinária e preferencial (R\$ por ação)	(2,67)	(1,65)	(2,67)	(1,66)

24. RECEITA DE VENDAS

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
Receita bruta de vendas	401.320	408.631	328.747	336.103
Encargos de vendas	(79.682)	(71.371)	(77.724)	(66.535)
Receita de vendas (*)	321.638	337.260	251.023	269.568
Diesel	100.804	100.023	87.559	90.493
Gasolina automotiva	53.903	55.706	42.344	45.931
Querosene de aviação (QAV)	11.003	13.059	11.718	14.265
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	9.585	8.750	8.042	7.404
Nafta	8.487	13.188	8.487	13.188
Óleo combustível (incluindo bunker)	7.414	10.237	5.951	9.136
Outros derivados de petróleo	11.409	13.543	10.332	12.131
Subtotal de derivados	202.605	214.506	174.433	192.548
Gás natural	19.405	18.878	18.815	18.312
Etanol, nitrogenados e renováveis	12.872	9.111	9.681	7.706
Eletricidade, serviços e outros	15.916	19.683	19.249	18.745
Mercado interno	250.798	262.178	222.178	237.311
Exportações	32.179	32.633	28.845	32.257
Vendas no exterior (**)	38.661	42.449	-	-
Mercado externo	70.840	75.082	28.845	32.257
Receitas de vendas (*)	321.638	337.260	251.023	269.568

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

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

25. OUTRAS DESPESAS LÍQUIDAS

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
(Perdas) / Ganhos com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(5.583)	(480)	(4.708)	(817)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(4.156)	(2.565)	(4.113)	(2.363)
Plano de pensão e saúde (inativos)	(3.790)	(2.438)	(3.619)	(2.316)
Resultado com alienação / baixa de ativos	(1.860)	(133)	(2.042)	(3.673)
Relações institucionais e projetos culturais	(1.401)	(1.742)	(1.165)	(1.504)
Perdas sobre multas aplicadas (*)	(1.206)	(447)	(1.175)	(427)
Devolução de campos e projetos cancelados do E&P	(1.033)	(610)	(1.033)	(610)
Resultado relacionado a abandono de áreas	(550)	(1.128)	(550)	(1.128)
Gastos com PIDV	(417)	(2.443)	(326)	(2.285)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(314)	(336)	(306)	(323)
Despesas com Provisão de Distratos	(148)	-	(148)	-
Acordo coletivo de trabalho	-	(1.002)	-	(883)
Subvenções e assistências governamentais	62	139	50	54
Ressarcimento de gastos adicionais capitalizados indevidamente	230	-	230	-
Gastos/Ressarcimentos com operações em parcerias de E&P	1.863	855	1.863	855
Outros	(335)	123	(505)	(16)
	(18.638)	(12.207)	(17.547)	(15.436)

(*) Valores divulgados na rubrica Outros em 2014.

26. CUSTOS E DESPESAS POR NATUREZA

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
Matérias-primas e produtos para revenda	(94.453)	(136.809)	(67.401)	(108.578)
Materiais, serviços, fretes, alugueis e outros	(69.855)	(56.427)	(65.788)	(49.520)
Reversão/(perda) no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(47.676)	(44.636)	(33.468)	(34.814)
Depreciação, depleção e amortização	(38.574)	(30.677)	(28.039)	(22.518)
Gastos com pessoal	(29.732)	(31.029)	(23.618)	(25.422)
Participação governamental	(19.812)	(31.589)	(18.734)	(30.441)
Tributárias	(9.238)	(1.801)	(7.730)	(1.045)
(Perdas)/ganhos com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(5.583)	(480)	(4.708)	(817)
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	(4.921)	(5.048)	(3.784)	(4.828)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(4.156)	(2.565)	(4.113)	(2.363)
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	(3.641)	(5.555)	(669)	(4.401)
Resultado com alienação / baixa de ativos	(1.860)	(133)	(2.042)	(3.673)
Variação dos estoques	(1.460)	(2.868)	(507)	(3.035)
Relações institucionais e projetos culturais	(1.401)	(1.742)	(1.165)	(1.504)
Devolução de campos e projetos cancelados do E&P	(1.033)	(610)	(1.033)	(610)
Resultado relacionado a abandono de áreas	(550)	(1.128)	(550)	(1.128)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(314)	(336)	(306)	(323)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	(6.194)	-	(4.788)
Ressarcimento de gastos adicionais capitalizados indevidamente	230	-	230	-
	(334.029)	(359.627)	(263.425)	(299.808)

Na Demonstração do Resultado

Custo dos produtos e serviços vendidos	(223.062)	(256.823)	(174.717)	(208.174)
Despesas com vendas	(15.893)	(15.974)	(15.130)	(17.430)
Despesas gerais e administrativas	(11.031)	(11.223)	(7.561)	(7.983)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(6.467)	(7.135)	(5.261)	(6.720)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(2.024)	(2.589)	(2.011)	(2.562)
Tributárias	(9.238)	(1.801)	(7.730)	(1.045)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(47.676)	(44.636)	(33.468)	(34.814)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	(6.194)	-	(4.788)
Outras despesas líquidas	(18.638)	(12.207)	(17.547)	(15.436)
Participação nos lucros ou resultados	-	(1.045)	-	(856)
	(334.029)	(359.627)	(263.425)	(299.808)

27. RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
Juros sobre endividamento	(22.935)	(15.817)	(19.903)	(12.689)
Variações cambiais e monetárias s/ endividamento líquido ^(*)	(12.775)	(1.420)	(11.268)	(2.638)
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	2.315	2.364	1.207	1.798
Resultado financeiro sobre endividamento líquido	(33.395)	(14.873)	(29.964)	(13.529)
Encargos financeiros capitalizados	5.860	8.450	4.785	7.812
Ganhos (perdas) com instrumentos derivativos	986	837	(74)	(291)
Resultado com títulos e valores mobiliários	77	(94)	906	845
Outras variações cambiais e monetárias líquidas	1.341	2.174	652	1.428
Outras despesas e receitas financeiras líquidas ^(**)	(2.910)	(394)	(2.492)	(2)
Resultado financeiro líquido	(28.041)	(3.900)	(26.187)	(3.737)
Receitas	4.867	4.634	3.303	3.312
Despesas	(21.545)	(9.255)	(18.951)	(5.804)
Variações cambiais e monetárias, líquidas	(11.363)	721	(10.539)	(1.245)
	(28.041)	(3.900)	(26.187)	(3.737)

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

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

28. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES À DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
Valores pagos e recebidos durante o período				
Imposto de renda e contribuição social	1.794	1.987	4	5
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	3.355	4.323	2.696	3.770
Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa				
Aquisição de imobilizado a prazo	591	312	-	-
Contrato com transferência de benefícios, riscos e controles de bens	-	-	374	-
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	15.932	5.096	16.511	5.316
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	3.634	375	3.583	359

29. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

As atividades internacionais de exploração e produção de óleo e gás, refino, petroquímica, gás e energia e distribuição, cuja gestão pertencia à extinta Diretoria Internacional foram realocadas para a gestão das áreas de negócio correlatas no país, assegurando as especificidades dessas atividades.

Para fins de comparabilidade e avaliação, os valores divulgados no ativo consolidado e na demonstração do resultado do exercício de 2014 foram ajustados ao modelo de negócio vigente.

Ativo Consolidado por Área de Negócio - 31.12.2015

	E&P	Abasteci- mento	Gás & Energia	Biocombustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Circulante	14.215	35.247	10.398	176	8.979	112.715	(12.149)	169.581
Não circulante	469.181	142.384	65.625	1.709	11.609	41.350	(1.304)	730.554
Realizável a longo prazo	25.250	9.309	5.303	12	3.355	32.792	(1.142)	74.879
Investimentos	7.054	3.431	1.781	1.339	134	33	-	13.772
Imobilizado	428.447	128.982	57.300	358	7.296	7.610	(162)	629.831
Em operação	310.761	112.470	47.611	317	6.175	5.798	(162)	482.970
Em construção	117.686	16.512	9.689	41	1.121	1.812	-	146.861
Intangível	8.430	662	1.241	-	824	915	-	12.072
Ativo	483.396	177.631	76.023	1.885	20.588	154.065	(13.453)	900.135

Ativo Consolidado por Área de Negócio - 31.12.2014

	E&P	Abasteci- mento	Gás & Energia	Biocombustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Circulante	17.864	41.147	11.114	173	10.323	64.293	(9.892)	135.023
Não circulante	410.146	148.707	65.491	2.774	11.354	24.985	(5.105)	658.352
Realizável a longo prazo	22.112	9.607	3.780	8	3.349	16.185	(4.938)	50.104
Investimentos	6.030	4.876	1.658	2.221	111	386	-	15.282
Imobilizado	373.412	133.533	59.068	545	7.134	7.465	(167)	580.990
Em operação	271.293	109.910	47.741	502	5.462	5.622	(167)	440.363
Em construção	102.119	23.623	11.327	43	1.672	1.843	-	140.627
Intangível	8.591	690	986	-	760	949	-	11.976
Ativo	428.010	189.854	76.606	2.947	21.677	89.278	(14.997)	793.375

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 2015 (*)

								31.12.2015
	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Biocombustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	117.098	245.613	43.185	769	110.030	-	(195.057)	321.638
Intersegmentos	112.071	73.635	6.827	716	1.808	-	(195.057)	-
Terceiros	5.027	171.978	36.358	53	108.222	-	-	321.638
Custo dos produtos vendidos	(82.908)	(199.596)	(34.490)	(846)	(101.623)	-	196.401	(223.062)
Lucro bruto	34.190	46.017	8.695	(77)	8.407	-	1.344	98.576
Despesas	(52.128)	(20.579)	(7.878)	(346)	(9.656)	(21.076)	696	(110.967)
Vendas, gerais e administrativas	(2.128)	(8.112)	(2.752)	(102)	(8.204)	(6.330)	704	(26.924)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(6.467)	-	-	-	-	-	-	(6.467)
Pesquisa e desenvolvimento	(499)	(386)	(169)	(30)	(4)	(936)	-	(2.024)
Tributárias	(552)	(2.488)	(1.295)	(6)	(244)	(4.653)	-	(9.238)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(38.292)	(6.399)	(2.507)	(181)	(297)	-	-	(47.676)
Outras receitas (despesas), líquidas	(4.190)	(3.194)	(1.155)	(27)	(907)	(9.157)	(8)	(18.638)
Lucro (Prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	(17.938)	25.438	817	(423)	(1.249)	(21.076)	2.040	(12.391)
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(28.041)	-	(28.041)
Resultado de participações em investimentos	(1.145)	1.192	403	(687)	31	(591)	-	(797)
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	(19.083)	26.630	1.220	(1.110)	(1.218)	(49.708)	2.040	(41.229)
Imposto de renda e contribuição social	6.099	(8.649)	(277)	144	425	9.010	(694)	6.058
Lucro líquido (Prejuízo)	(12.984)	17.981	943	(966)	(793)	(40.698)	1.346	(35.171)
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	(12.963)	18.034	423	(966)	(798)	(39.912)	1.346	(34.836)
Acionistas não controladores	(21)	(53)	520	-	5	(786)	-	(335)
	(12.984)	17.981	943	(966)	(793)	(40.698)	1.346	(35.171)

* A relação das empresas por segmento de atuação está apresentada na nota explicativa 11.1.

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 2014

								31.12.2014
	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Bio-combustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	160.706	268.539	43.213	624	110.178	-	(246.000)	337.260
Intersegmentos	155.380	83.319	4.088	560	2.653	-	(246.000)	-
Terceiros	5.326	185.220	39.125	64	107.525	-	-	337.260
Custo dos produtos vendidos	(87.475)	(277.281)	(36.853)	(728)	(101.680)	-	247.194	(256.823)
Lucro bruto	73.231	(8.742)	6.360	(104)	8.498	-	1.194	80.437
Despesas	(22.903)	(50.034)	(7.839)	(158)	(6.411)	(14.943)	529	(101.759)
Vendas, gerais e administrativas	(1.479)	(6.686)	(6.041)	(118)	(5.944)	(7.467)	538	(27.197)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(7.135)	-	-	-	-	-	-	(7.135)
Pesquisa e desenvolvimento	(1.290)	(452)	(199)	(32)	(4)	(612)	-	(2.589)
Tributárias	(176)	(276)	(322)	(2)	(79)	(946)	-	(1.801)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(10.094)	(34.297)	(245)	-	-	-	-	(44.636)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	(1.975)	(3.438)	(654)	-	(26)	(101)	-	(6.194)
Outras receitas (despesas), líquidas	(754)	(4.885)	(378)	(6)	(358)	(5.817)	(9)	(12.207)
Lucro (Prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	50.328	(58.776)	(1.479)	(262)	2.087	(14.943)	1.723	(21.322)
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(3.900)	-	(3.900)
Resultado de participações em investimentos	(233)	301	492	(124)	11	4	-	451
Participação nos lucros ou resultados	(366)	(298)	(48)	(2)	(60)	(271)	-	(1.045)
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	49.729	(58.773)	(1.035)	(388)	2.038	(19.110)	1.723	(25.816)
Imposto de renda e contribuição social	(17.659)	18.917	297	90	(698)	3.531	(586)	3.892
Lucro líquido (Prejuízo)	32.070	(39.856)	(738)	(298)	1.340	(15.579)	1.137	(21.924)
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	32.008	(39.836)	(785)	(298)	1.339	(15.152)	1.137	(21.587)
Acionistas não controladores	62	(20)	47	-	1	(427)	-	(337)
	32.070	(39.856)	(738)	(298)	1.340	(15.579)	1.137	(21.924)

Informações por Atividades no Exterior - 2015

	E&P	Abasteci- mento	Gás & Energia	Distribuição
Ativo	31.683	5.459	1.577	3.057
Demonstração do resultado				
Receita de vendas	6.175	15.340	1.849	13.714
Intersegmentos	3.224	6.890	109	5
Terceiros	2.951	8.450	1.740	13.709
Lucro Bruto	1.866	607	333	1.207
Lucro (Prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	(2.680)	(287)	247	254
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	(3.562)	(246)	354	220

Informações por Atividades no Exterior - 2014

	E&P	Abasteci- mento	Gás & Energia	Distribuição
Ativo	25.557	4.944	1.255	2.497
Demonstração do resultado				
Receita de vendas	7.022	17.313	1.151	12.168
Intersegmentos	2.903	3.584	79	5
Terceiros	4.119	13.729	1.072	12.163
Lucro Bruto	1.969	(668)	219	934
Lucro (Prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	147	(1.403)	167	222
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	(1.395)	(1.210)	213	182

30. PROCESSOS JUDICIAIS E CONTINGÊNCIAS**30.1 PROCESSOS JUDICIAIS PROVISIONADOS**

A companhia constitui provisões em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e confiavelmente estimáveis. As principais ações se referem a:

- Processos trabalhistas, destacando-se a revisão da metodologia de apuração do complemento de remuneração mínima por nível e regime e diferenças de cálculo nos repousos semanais remunerados;
- Processos fiscais, incluindo a não homologação de compensações de tributos federais e as demandas relacionadas ao recolhimento de ICMS na venda de querosene de aviação;
- Processos cíveis referentes a perdas e danos pelo desfazimento de operação de cessão de crédito prêmio de IPI e cobrança de *royalties* sobre a atividade de extração de xisto; e
- Processo ambiental referente à indenização aos pescadores pelo derramamento de óleo no Rio de Janeiro, em janeiro de 2000.

Os valores provisionados são os seguintes:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Passivo não circulante				
Processos trabalhistas	3.323	1.904	2.998	1.668
Processos fiscais	3.087	276	2.323	121
Processos cíveis	2.069	1.770	1.768	1.490
Processos ambientais	282	105	193	59
Outros processos	15	36	-	-
	8.776	4.091	7.282	3.338
Saldo inicial	4.091	2.918	3.338	2.280
Adição	5.294	1.775	4.368	1.494
Utilização	(989)	(740)	(764)	(581)
Atualização de juros	346	155	340	145
Outros	34	(17)	-	-
Saldo final	8.776	4.091	7.282	3.338

30.2 DEPÓSITOS JUDICIAIS

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

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Ativo não circulante				
Fiscais	4.076	2.671	3.352	1.872
Cíveis	2.693	1.760	2.540	1.618
Trabalhistas	2.670	2.464	2.417	2.232
Ambientais	305	213	281	205
Outros	14	16	-	-
	9.758	7.124	8.590	5.927

30.3 PROCESSOS JUDICIAIS NÃO PROVISIONADOS

Os processos judiciais que constituem obrigações presentes cuja saída de recursos não é provável ou que não possa ser feita uma estimativa suficientemente confiável do valor da obrigação, bem como aqueles que não constituem obrigações presentes, não são reconhecidos, mas são divulgados, a menos que seja remota a possibilidade de saída de recursos.

Os passivos contingentes estimados para os processos judiciais em 31 de dezembro de 2015, para os quais a probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

	Consolidado
Natureza	
Fiscais	114.318
Trabalhistas	22.071
Cíveis - Gerais	19.952
Cíveis - Ambientais	5.748
Outras	7
	162.096

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

Descrição dos processos de natureza fiscal	Estimativa
Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil.	
1) Incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE e PIS/COFINS-importação sobre as remessas para pagamentos de afretamentos de plataformas. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	32.238
2) Dedução imediata da base de cálculo do IRPJ e CSLL de gastos com desenvolvimento da produção de petróleo nos exercícios de 2008 e 2009. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	11.800
3) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e de recurso na esfera administrativa.	9.817
4) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL dos valores pagos ao Plano Petros, bem como de despesas diversas incorridas em 2007 e 2008 relacionadas a benefícios empregatícios e PETROS. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	7.481
5) Lucro de controladas e coligadas domiciliadas no exterior, nos exercícios de 2005 até 2010, não adicionado à base de cálculo do IRPJ e CSLL. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	6.579
6) Incidência da contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente a empregados. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	2.376
7) Cobrança 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 na esfera judicial.	2.017
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo.	
8) Cobrança de multa por suposto descumprimento de obrigação acessória quando da movimentação da sonda para o bloco exploratório e no retorno desta embarcação, bem como de ICMS decorrente do desenquadramento do regime aduaneiro de admissão temporária pelo fato de o desembaraço da sonda ter sido realizado em Niterói/RJ e não no estado de SP. Situação atual: A questão envolve processos em fase judicial.	5.161
9) Aplicação de diferimento de ICMS nas operações de venda de Biodiesel B100, bem como pelo uso da alíquota de 7% em operações interestaduais de venda de Biodiesel B100 com os Estados do Centro-Oeste, Norte, Nordeste e com o Estado do ES. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa.	2.416
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados PR, AM, BA, ES, PA, PE e PB.	
10) Incidência de ICMS sobre diferenças na medição inicial e final de estoques nas vendas de petróleo e gás. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	1.108
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, MG e BA.	
11) Exigência de ICMS em operações de saída de Líquido de Gás Natural – LGN e C5+ com emissão de documento fiscal não aceito pela fiscalização, bem como questionamento do direito ao aproveitamento do crédito. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	3.794
12) Cobrança de diferenças de alíquotas de ICMS decorrente de vendas de QAV para empresas aéreas no mercado interno. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e de recurso na esfera administrativa.	3.709
13) Crédito de ICMS não estornado em razão de saídas isentas ou não tributadas promovidas por terceiros em operações subsequentes. Situação atual: A questão envolve dois autos de infração que se encontram na esfera administrativa, ainda sem decisão da primeira instância julgadora.	2.042
Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados do RJ, SP, ES e BA.	
14) Apropriação de crédito de ICMS sobre aquisições de mercadorias que, no entendimento da fiscalização, não configurariam bens do ativo imobilizado. Situação atual: Há autuações lavradas pelos Estados sendo algumas discutidas ainda na esfera administrativa, e outras na esfera judicial.	1.272
Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Marataízes, Linhares, Vila Velha e Vitória.	
15) Cobrança do imposto incidente sobre serviços prestados em águas marítimas (ISSQN), por alguns municípios do Estado do Espírito Santo sob o argumento de que o serviço fora executado em seus "respectivos territórios marítimos". Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	2.725
Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados de SP, RS e SC.	
16) Cobrança do ICMS referente à importação de gás natural proveniente da Bolívia para o MS, sob a alegação de serem esses Estados os destinatários finais (consumidores) do gás importado. Situação atual: A questão envolve processos nas esferas judicial e administrativa, além de três ações cíveis originárias em trâmite no Supremo Tribunal Federal.	2.551
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, SP, SE e BA.	
17) Não recolhimento dos créditos de ICMS decorrente da aquisição de brocas de perfuração e de produtos químicos utilizados na formulação de fluido de perfuração. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	1.271
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados de SP, CE, PB, RJ, BA e PA.	
18) Cobrança e creditamento de ICMS em operações de consumo interno, de óleo bunker e óleo diesel marítimo destinados a embarcações afretadas. Situação atual: Há autuações lavradas pelos Estados sendo algumas discutidas ainda na esfera administrativa, e outras na esfera judicial.	1.206
Autor: Secretaria de Fazenda do Estado de Pernambuco.	
19) Cobrança de ICMS sobre as vendas interestaduais de gás natural com destino às distribuidoras localizadas em seu Estado. A fiscalização entende que as operações seriam de transferência, uma vez que as atividades realizadas no city-gate são de industrialização, caracterizando-o como um estabelecimento e consequentemente exigindo a diferença entre o imposto incidente na operação de venda e de transferência. Situação atual: Há autuações lavradas pelo Estado uma discutida ainda na esfera administrativa, e outras na esfera judicial.	1.406
20) Processos diversos de natureza fiscal	13.349
Total de processos de natureza fiscal	114.318

Descrição dos processos de natureza trabalhista	Estimativa
Autor: SINDIPETRO dos estados do ES, RJ, BA, MG, SP, PE, RN, PR, SC e RS. (*)	
1) Ações coletivas que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR). Situação atual: A companhia ajuizou perante o Tribunal Superior do Trabalho dissídio coletivo de natureza jurídica, no qual, em 19 de outubro de 2015, foi julgado procedente o pedido da Petrobras e encaminhado ao Tribunal Pleno para uniformização do entendimento sobre a matéria no âmbito do TST.	11.547
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.	1.263
Autor: Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense – SINDIPETRO/NF.	
3) O Autor objetiva a condenação da PETROBRAS a remunerar como extraordinária a jornada de trabalho que ultrapassar o limite de 12 horas diárias de trabalho efetivo em regime de sobreaviso. Pretende, ainda, que a PETROBRAS seja obrigada a respeitar o limite de 12 horas de efetivo trabalho em regime de sobre aviso, sob pena de multa diária. Situação atual: O processo encontra-se no Tribunal Superior do Trabalho, para julgamento dos recursos interpostos pelas partes.	1.105
4) Processos diversos de natureza Trabalhista	8.156
Total de processos de natureza trabalhista	22.071

(*) Foram incluídas ações que estavam apresentadas como "processos diversos", além da revisão de estimativa e expectativa.

Descrição dos processos de natureza cível	Estimativa
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP.	
1) Processos administrativos que discutem diferença de participação especial e royalties em vários campos. Inclui também discussão por multas aplicadas pela ANP por suposto descumprimento de programa exploratório mínimo e irregularidades nos sistemas de medição de plataformas. Situação atual: As questões envolvem processos em fase administrativa e judicial diversas.	4.866
2) Processos que discutem a determinação da ANP de: unificar os campos de Lula e Cernambi no Consórcio BM-S-11, unificar os Campos de Baúna e Piracaba, e unificar os Campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte e Pirambu, no complexo Parque das Baleias, gerando assim impactos no recolhimento das participações especiais (PE). Situação atual: As questões envolvem processos judicial e arbitral. Por força de decisões judiciais as arbitragens estão suspensas. No caso dos campos de Lula e Cernambi, os valores das supostas diferenças de participações governamentais foram depositados judicialmente, porém com a cassação da liminar favorável, atualmente as diferenças tem sido pagas diretamente para a ANP até que seja reformada a decisão judicial correspondente. No caso dos campos de Baúna e Piracaba, por força de decisão liminar concedida pelo Judiciário, a PETROBRAS deposita o valor controvertido das PGs em juízo. No caso da unificação dos Campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte e Pirambu, no complexo Parque das Baleias, por força de decisões judiciais e do próprio Tribunal Arbitral a cobrança das supostas diferenças de PE a maior encontra-se suspensa.	4.764
Autor: Refinaria de Petróleo de Manguinhos S.A.	
3) 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 1º instância. A companhia tem buscado assegurar os seus direitos, sendo certo que o CADE já analisou o tema e decidiu pela ausência de postura anticoncorrencial da Petrobras.	1.605
Autor: Vantage Deepwater Company e Vantage Deepwater Drilling Inc	
4) Arbitragem nos Estados Unidos sobre rescisão unilateral de contrato de prestação de serviço de perfuração vinculados ao navio-sonda Titanium Explorer. Situação atual: O processo se encontra em fase de conhecimento, onde a companhia busca seus direitos apresentando documentos para a comprovação de que o autor descumpriu obrigações contratuais.	1.562
5) Processos diversos de natureza cível	7.155
Total de processos de natureza cível	19.952

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 pecúnia 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.	2.388
Autor: Instituto Brasileiro de Meio Ambiente - IBAMA e Ministério Público Federal.	
2) Processos administrativos decorrentes de multas ambientais relacionadas a operação Upstream impugnadas em virtude de divergência quanto a interpretação e aplicação de normas pelo IBAMA, bem como uma Ação Civil Pública movida pelo MPF por suposto dano ambiental em virtude do afundamento acidental da Plataforma P-36. Situação atual: Aguarda-se julgamento de defesa e recurso na esfera administrativa quanto às multas e, no que toca a ação civil pública, a Petrobras recorreu da sentença que lhe foi desfavorável no juízo de primeiro grau e acompanha o trâmite do recurso que será julgado pelo Tribunal Regional Federal.	1.057
3) Processos diversos de natureza ambiental	2.303
Total de processos de natureza ambiental	5.748

30.4 AÇÃO COLETIVA (CLASS ACTION) E PROCESSOS RELACIONADOS

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

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

O autor líder da ação coletiva consolidada alega que a companhia, através de fatos relevantes, comunicados e outras informações arquivadas na SEC, teria reportado informações materialmente falsas e cometido omissões capazes de induzir os investidores a erro, principalmente com relação ao valor de seus ativos, despesas, lucro líquido e eficácia de seus controles internos sobre as demonstrações contábeis e suas políticas anti-corrupção, em função de denúncias de corrupção com relação a determinados contratos, o que teria supostamente elevado de maneira artificial o preço dos valores mobiliários da Petrobras.

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

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

Conforme autorizado pelo Juiz, foram apresentadas novas petições consolidadas em 16 de julho de 2015, 1º de setembro de 2015 e 30 de novembro de 2015. Essa última foi apresentada pelo autor líder USS e três outros autores (Union Asset Management Holding AG; Employees' Retirement System of the State of Hawaii; e North Carolina Department of State Treasurer), contendo os pleitos da Ação Coletiva Consolidada que não foram rejeitados ou que o Juiz autorizou fossem reformulados em sua decisão de 9 de julho de 2015. Essa petição consolidada também estende o Período da Classe até 28 de julho de 2015, além de incluir a Petrobras America Inc. ("PAI") como ré.

Em 7 de dezembro de 2015, a Petrobras, PGF, PAI e os Bancos Subscritores apresentaram *Motion to Dismiss* contra a petição consolidada.

Em 20 de dezembro de 2015, o Juiz emitiu decisão sobre essa *Motion to Dismiss*, acolhendo parcialmente os argumentos da companhia. Dentre outras decisões, o Juiz rejeitou os pleitos dos autores da petição consolidada baseados na aquisição de títulos emitidos pela companhia quando não conseguiram provar que foram adquiridos em transações ocorridas nos EUA. O Juiz também rejeitou pleitos

baseados no Securities Act de 1933 em relação a certas aquisições quando os autores não conseguiram demonstrar que se basearam em informações divulgadas pela Petrobras. Outros argumentos da *Motion to Dismiss* foram rejeitados, portanto a Ação Coletiva Consolidada continuará quanto aos demais pleitos.

Em 15 de outubro de 2015, os autores apresentaram uma petição requerendo a certificação de classe para a Ação Coletiva Consolidada e, em 6 de novembro de 2015, a Petrobras, PGF, PAI e os Bancos Subscritores apresentaram petição impugnando tal requerimento. Em 2 de fevereiro de 2016, o Juiz acolheu a petição para certificação de classe, determinando que os representantes da classe de investidores cujos pleitos se baseiam no Securities Act serão os autores Employees' Retirement System of the State of Hawaii e North Carolina Department of State Treasurer e o representante da classe dos investidores cujos pleitos se baseiam no *Exchange Act* será o autor Universities Superannuation Scheme Limited.

Adicionalmente à Ação Coletiva Consolidada, até a presente data, 28 ações foram propostas por investidores individuais perante a mesma Corte Federal para o Distrito Sul de Nova Iorque nos Estados Unidos (Southern District of New York) com alegações similares àquelas apresentadas na ação coletiva. Em 21 de agosto de 2015, a Petrobras, a PGF e os Bancos subscritores de ofertas públicas de títulos apresentaram *Motion to Dismiss* e, em 15 de outubro de 2015, o Juiz acolheu parcialmente essa defesa. O Juiz reconheceu, dentre outros pontos, a prescrição de certos pleitos baseados no *Exchange Act*, no Securities Act, e em legislações estaduais. O Juiz rejeitou os outros argumentos apresentados na *Motion to Dismiss* e, com base nesta decisão, essas ações terão seguimento. Além disso, uma ação semelhante foi apresentada por investidores individuais no Distrito Leste da Pensilvânia.

O Juiz determinou que a Ação Coletiva Consolidada e as ações individuais serão resolvidas por um júri em um único julgamento que deverá durar no máximo oito semanas; que a audiência de julgamento começará no dia 19 de setembro de 2016; e que qualquer ação individual apresentada após 31 de dezembro de 2015 será suspensa para todos os efeitos até o encerramento do julgamento previsto.

Em 17 de março de 2016, uma nova ação foi iniciada por investidores individuais perante a mesma Corte Federal para o Distrito Sul de Nova Iorque, apresentando alegações semelhantes àquelas formuladas na Ação Coletiva Consolidada. De acordo com decisão do juiz, esta ação permanecerá suspensa até a conclusão do julgamento das demais ações.

Essas ações estão em estágio preliminar e envolvem questões bastante complexas, sujeitas a incertezas substanciais e que dependem de fatores como: ineditismo de teses jurídicas, informações produzidas no procedimento *probatório* (*discovery*), *tempo das* decisões judiciais, obtenção de provas em poder de terceiros ou autores, a decisão da corte em questões chave do processo, análises de peritos, o potencial e a intenção de as partes iniciarem negociações de boa-fé para um acordo.

Além disso, as pretensões formuladas são amplas, abrangem vários anos e envolvem uma diversidade de atividades e os autores não indicaram um montante do dano alegado na Ação Coletiva Consolidada ou nas ações individuais.

As incertezas inerentes a todas estas questões afetam o montante e o tempo da decisão final destas ações. Como resultado, a companhia não é capaz de produzir uma estimativa confiável da potencial perda nesses litígios.

Caso a decisão do litígio seja contrária ou se houver um acordo, a companhia poderá ter que pagar valores substanciais, os quais poderão ter um efeito material adverso em sua condição financeira, nos seus resultados ou seu fluxo de caixa consolidados em um determinado período.

A companhia contratou um escritório de advocacia norte-americano especializado e está se defendendo firmemente em relação às alegações feitas nessas ações.

30.5 CONTINGÊNCIAS ATIVAS

30.5.1 Recuperação de PIS e COFINS

A companhia ajuizou ações ordinárias contra a União referentes à recuperação, por meio de compensação, dos valores recolhidos a título de

PIS sobre receitas financeiras e variações cambiais ativas, no período compreendidos entre fevereiro de 1999 e novembro de 2002, e COFINS compreendido entre fevereiro de 1999 e janeiro de 2004, considerando a inconstitucionalidade do §1º do art. 3º da Lei 9.718/98.

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

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

Em 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 2015, a companhia possui R\$ 2.960 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:

	31.12.2015
COFINS - janeiro de 2003 a janeiro de 2004	497
PIS/COFINS - fevereiro de 1999 a novembro de 2002	2.209
Atualização monetária	254
Saldo atualizado registrado no ativo não circulante	2.960

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 (Contrato GSA Petrobras-YPF). 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 visando retomar a operação da termoelétrica UTE Cuiabá a partir de abril de 2014, gerando um desembolso de R\$ 872. Posteriormente, após as compensações apresentadas por cada parte, este acordo foi capaz de gerar um fluxo de caixa positivo líquido para a Petrobras durante seu período de apuração.

Em 31 de dezembro de 2015, o valor total do Contrato GSA para o período de 2016 a 2019 é de aproximadamente 43,95 bilhões de m³ de gás natural equivalente a 30,08 milhões de m³ por dia, que corresponde a um valor total estimado de US\$ 6,46 bilhões.

32. GARANTIAS AOS CONTRATOS DE CONCESSÃO PARA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO

A Petrobras concedeu garantias à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP no total de R\$ 6.229 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, permanecendo em vigor R\$ 4.798 líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, R\$ 4.153 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e R\$ 645 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. Na companhia, os riscos devem ser considerados em todas as decisões e a sua gestão deve ser realizada de maneira integrada, aproveitando os benefícios da diversificação.

A companhia instituiu a Diretoria 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 submetidas à deliberação da Diretoria Executiva contam, necessariamente, com prévia manifestação favorável desta diretoria quanto à governança, gestão de riscos e conformidade dos procedimentos.

A gestão de riscos corporativos insere-se no compromisso da companhia de atuar de forma ética e em conformidade com os requisitos legais e regulatórios estabelecidos nos países onde atua, sendo os riscos considerados em todas as decisões e a sua gestão realizada de maneira integrada.

Para a gestão de riscos de mercado/financeiro são adotadas ações preferencialmente estruturais, criadas em decorrência de uma gestão adequada do capital e do endividamento da empresa.

As tabelas a seguir apresentam um resumo das posições de instrumentos financeiros derivativos mantidos pela companhia em 31 de dezembro de 2015, 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 nominal		Valor Justo		Vencimento
	31.12.2015	31.12.2014	Posição Ativa (Passiva) 31.12.2015	31.12.2014	
Derivativos não designados como Hedge					
Contratos Futuros (*)	(5.694)	(4.314)	149	186	
Compra/Petróleo e Derivados	53.735	84.544	-	-	2016
Venda/Petróleo e Derivados	(59.429)	(88.858)	-	-	2016
Contratos de Opções (*)	123	(594)	38	2	
Compra/Petróleo e Derivados	-	(364)	-	(1)	2016
Venda/Petróleo e Derivados	123	(230)	38	3	2016
Contratos a Termo			24	3	
Compra/Câmbio (ARS/USD) (**)	USD 0	USD 10	-	(3)	2016
Compra/Câmbio (BRL/USD) (**)	USD 217	USD 0	23	-	2016
Venda/Câmbio (BRL/USD) (**)	USD 50	USD 249	1	6	2016
Derivativos designados como Hedge					
SWAP			(130)	(113)	
Câmbio - cross currency swap (**)	USD 298	USD 298	(62)	(59)	2016
Juros - Libor/taxa fixa (**)	USD 396	USD 419	(68)	(54)	2017
Total reconhecido no Balanço Patrimonial			81	78	

(*) Valor nominal em mil bbl

(**) Valores em USD estão em milhões.

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no resultado do período ^(*)		Ganho/(Perda) reconhecido(a) no patrimônio líquido ^(**)		Garantias dadas como colaterais	
	2015	2014	2015	2014	31.12.2015	31.12.2014
Derivativos de <i>commodities</i>	927	910	-	-	36	17
Derivativos de moeda	90	(49)	30	22	-	-
Derivativos de juros	(31)	(24)	5	(5)	-	-
	986	837	35	17	36	17
<i>Hedge</i> de fluxo de caixa sobre exportações ^(***)	(7.088)	(1.673)	(61.651)	(13.977)	-	-
	(6.102)	(836)	(61.616)	(13.960)	36	17

^(*) Valores reconhecidos como resultado financeiro no período.

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

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

A análise de sensibilidade com relação aos diferentes tipos de risco de mercado aos quais a companhia está exposta com base em sua posição em instrumentos financeiros derivativos em 31 de dezembro de 2015 é apresentada a seguir:

Operações	Risco	Consolidado		
		Cenário Provável ^(*)	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Derivativos não designados como Hedge				
Contratos Futuros	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	149	(173)	(494)
Contratos a Termo	Câmbio - Desvalorização do BRL frente ao USD	6	(163)	(326)
Contratos a Termo	Câmbio - Valorização do ARS frente ao USD	-	-	-
SWAP	Juros - Queda de taxa de Juros em EUR	-	-	-
Opções	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	37	36	35
		192	(300)	(785)
Derivativos designados como Hedge				
SWAP		(33)	(232)	(387)
Dívida	Câmbio - Apreciação do JPY frente ao USD	33	232	387
Efeito Líquido		-	-	-
SWAP		15	(7)	(11)
Dívida	Juros - Alta da taxa LIBOR	(15)	7	11
Efeito Líquido		-	-	-

^(*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Real x Dólar - desvalorização do real em 3,7% / Iene x Dólar - desvalorização do iene em 2,9% / Peso x Dólar - desvalorização do peso em 12% / Curva Futura de LIBOR - aumento de 0,31% ao longo da curva. Fonte: Focus e Bloomberg

33.1 GERENCIAMENTO DE RISCO DE PREÇOS DE PETRÓLEO E DERIVADOS

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

33.2 GERENCIAMENTO DE RISCO CAMBIAL

No que se refere ao gerenciamento de riscos cambiais, a Petrobras busca identificá-los e tratá-los considerando uma análise integrada dos negócios aproveitando os benefícios inerentes à diversificação. No curto prazo, o tratamento do risco é realizado por meio da alocação das aplicações do caixa entre real, dólar ou outra moeda.

A estratégia de gerenciamento de riscos cambiais pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para minimizar a exposição cambial de certas obrigações da companhia.

a) Hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras da companhia

A companhia designa relações de *hedge* entre "exportações futuras altamente prováveis" (item protegido) e parcelas de certas obrigações (instrumentos de proteção) em dólares norte-americanos para que os efeitos cambiais de ambos sejam reconhecidos ao mesmo momento na demonstração de resultado.

Parcelas dos saldos de principal, juros de endividamentos (não derivativos) e contratos de câmbio a termo foram designados como instrumentos de proteção. Os derivativos vencidos no decorrer do exercício foram substituídos por saldos de principal e juros de dívidas nas relações de *hedge* para os quais haviam sido designados.

As relações de *hedge* individuais foram estabelecidas na proporção de um para um, ou seja, para uma parcela de "exportações futuras altamente prováveis" de cada mês foi designada uma relação de *hedge* individual, protegida por uma parcela do endividamento da Petrobras. A companhia considera como "exportações futuras altamente prováveis" apenas uma parcela do total das exportações previstas.

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

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

Em dezembro de 2015, exportações designadas em relação de *hedge* para alguns meses do ano 2016 deixaram de ser previstas, implicando na revogação da relação de *hedge* e na reclassificação da variação cambial acumulada no patrimônio líquido para o resultado. Essa parcela de variação cambial reconhecida no resultado de dezembro de 2015 foi de R\$ 199.

Os valores dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2015, além da realização anual do saldo da variação cambial registrada em outros resultados abrangentes tomando como base uma taxa BRL/USD de 3,9048, no patrimônio líquido são apresentados a seguir:

Instrumento de <i>hedge</i>	Objeto de <i>hedge</i>	Tipo de risco protegido	Período de proteção	Valor principal (US\$ milhões)	Valor dos instrumentos de proteção
Instrumentos financeiros não derivativos (dívidas e juros)	Parte das exportações mensais futuras altamente prováveis	Cambial - taxa <i>spot</i> R\$ x US\$	Janeiro de 2016 a novembro de 2026	61.520	240.222

Movimentação do valor de referência (principal e juros)	US\$ milhões	R\$
Designação em 31 de dezembro de 2014	50.858	135.088
Novas designações, revogações e redesignações	23.336	81.137
Realização por exportações	(5.401)	(17.704)
Amortização de endividamento	(7.273)	(27.038)
Variação Cambial	-	68.739
Valor em 31 de dezembro de 2015	61.520	240.222

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

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 a 2026	Consolidado Média
Valor protegido/Exportações futuras altamente prováveis (%)	82	83	80	78	71	61	57	55	49	60

A seguir, é apresentada a movimentação da variação cambial registrada em outros resultados abrangentes em 31 de dezembro de 2015, a ser realizada pelas exportações:

	Variação cambial	Efeito tributário	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2015	(26.668)	9.067	(17.601)
Reconhecidos no patrimônio líquido	(68.739)	23.371	(45.368)
Transferidos para resultado por realização	6.889	(2.342)	4.547
Transferidos para resultado por exportações previstas que deixaram de ser esperadas	199	(68)	131
Saldo em 31 de dezembro de 2015	(88.319)	30.028	(58.291)

Alterações das expectativas de realização de preços e volumes de exportação em futuras revisões dos planos de negócios podem vir a determinar necessidade de reclassificações adicionais de variação cambial acumulada no patrimônio líquido para resultado. Uma análise de sensibilidade com preço médio do petróleo *Brent* mais baixo em US\$ 10/barril que o considerado na última revisão do PNG 2015-2019 indicaria a necessidade de reclassificação de aproximadamente R\$ 1.600 do patrimônio líquido para o resultado.

A expectativa anual de realização do saldo de variação cambial acumulada no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2015 é demonstrada a seguir:

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 a 2026	Consolidado Total
Expectativa de realização	(10.708)	(12.357)	(12.795)	(11.325)	(9.516)	(9.188)	(9.413)	(6.630)	(6.387)	(88.319)

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 norte-americanos 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 31.12.2015	Risco	Cenário Provável ^(*)	Consolidado	
				Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Ativos	21.213		789	5.303	10.607
Passivos	(258.554)	Dólar / Real	(9.614)	(64.638)	(129.277)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	240.222		8.933	60.056	120.111
	2.881		108	721	1.441
Passivos ^(**)	(2.180)	Iene / Dólar	65	(545)	(1.091)
	(2.180)		65	(545)	(1.091)
Ativos	111	Euro / Real	-	28	56
Passivos	(8.798)		(4)	(2.199)	(4.399)
	(8.687)		(4)	(2.171)	(4.343)
Ativos	34.250	Euro / Dólar	(1.256)	8.562	17.125
Passivos	(59.238)		2.173	(14.809)	(29.619)
	(24.988)		917	(6.247)	(12.494)
Ativos	29	Libra / Real	2	7	14
Passivos	(102)		(6)	(25)	(51)
	(73)		(4)	(18)	(37)
Ativos	9.106	Libra / Dólar	176	2.277	4.553
Passivos	(19.347)		(375)	(4.837)	(9.674)
	(10.241)		(199)	(2.560)	(5.121)
Ativos	2.331	Dólar / Peso	259	583	1.165
Passivos	(2.476)		(275)	(619)	(1.238)
	(145)		(16)	(36)	(73)
	(43.433)		867	(10.856)	(21.718)

^(*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Real x Dólar - desvalorização do real em 3,7% / Iene x Dólar - desvalorização do iene em 2,9% / Peso x Dólar - desvalorização do peso em 12,0% / Euro x Dólar - desvalorização do euro em 3,5% / Libra x Dólar - valorização da libra em 1,9% / Real x Euro - valorização do real em 0,1% / Real x Libra - desvalorização do real em 5,7%. Fonte: Focus e Bloomberg

^(**) 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 função de 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 sete anos.

O endividamento líquido é calculado através da soma do endividamento de curto e de longo prazo, subtraído de caixa e equivalentes de caixa e dos títulos públicos federais e *time deposits* com vencimento superior a três meses. O EBITDA ajustado é o lucro líquido antes do resultado financeiro líquido, imposto de renda/contribuição social, depreciação/amortização, participação em investimentos e perda no valor recuperável de ativos (*impairment*). 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	
	31.12.2015	31.12.2014
Endividamento total	492.849	351.035
Caixa e equivalentes de Caixa	97.845	44.239
Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> (vencimento superior a 3 meses)	3.042	24.707
Endividamento líquido	391.962	282.089
Endividamento líquido/(endividamento líquido+patrimônio líquido)	60%	48%
EBITDA ajustado	73.859	59.140
Índice de endividamento líquido/EBITDA ajustado	5,31	4,77

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, no valor total US\$ 15,1 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 e de mercado, podendo sofrer alterações em função do ambiente externo e da análise contínua dos negócios da companhia, não atendendo, por estes motivos as condições de classificação para ativos mantidos para venda, conforme definido na nota explicativa 4.12.

33.5 RISCO DE CRÉDITO

A política de gestão de risco de crédito visa minimizar a possibilidade de não recebimento de vendas efetuadas e de valores aplicados, depositados ou garantidos por instituições financeiras e de contrapartes, mediante análise, concessão e gerenciamento dos créditos, utilizando parâmetros quantitativos e qualitativos adequados a cada um dos segmentos de mercado de atuação.

A carteira de crédito comercial é bastante diversificada entre clientes do mercado interno do país e de mercados do exterior. O crédito concedido a instituições financeiras é utilizado na aceitação de garantias, na aplicação de excedentes de caixa e como contrapartes em operações de derivativos. Está distribuído entre os principais bancos internacionais classificados como "grau de Investimento" pelas principais classificadoras internacionais de riscos e os bancos brasileiros com classificação mínima de risco A2/F2.

33.5.1 Qualidade do crédito de ativos financeiros

a) Contas a receber de clientes

A maior parte dos clientes da Petrobras não possui classificação de risco concedida por agências avaliadoras. Desta forma, as comissões de crédito avaliam a qualidade do crédito levando em consideração, entre outros aspectos, o ramo de atuação do cliente, relacionamento comercial, histórico financeiro com a Petrobras, sua situação financeira, assim definindo limites de crédito, os quais são regularmente monitorados.

b) Outros ativos financeiros

A qualidade do crédito de ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários tem como base a classificação de risco concedida por agências avaliadoras Standard & Poor's, Moody's e Fitch. As informações sobre estes ativos

financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, estão dispostas a seguir:

	Consolidado			
	Caixa e equivalentes de caixa		Títulos e valores mobiliários	
	2015	2014	2015	2014
AAA	-	55	-	-
AA	2.214	266	-	-
A	73.986	21.635	-	53
BBB	14.063	3.988	260	243
BB	653	-	-	-
B	29	-	-	-
AAA.br	6.590	13.867	3.043	24.655
AA.br	42	2.459	-	-
Outras classificações	268	1.969	86	102
	97.845	44.239	3.389	25.053

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, mantendo uma forte presença no mercado de capitais e buscando novas fontes de financiamento com novos produtos de captação de recursos e em novos mercados.

Ao longo de 2015, a companhia utilizou as fontes tradicionais de financiamento (Export Credit Agency – ECAs, mercado bancário, mercado de capitais e bancos de desenvolvimento) para captar os recursos necessários para a rolagem da dívida e financiamento dos nossos investimentos. Em 2016, a companhia espera contar com as fontes tradicionais de captação, com novos mercados e com os recursos oriundos do programa de desinvestimentos para suprir sua necessidade de liquidez.

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

Vencimento								Consolidado	
	2016	2017	2018	2019	2020	2021 em diante	31.12.2015	31.12.2014	
Principal	50.764	44.709	63.124	88.529	60.325	189.838	497.289	354.226	
Juros	25.854	23.482	21.809	18.055	13.293	128.038	230.531	123.105	
Total	76.618	68.191	84.933	106.584	73.618	317.876	727.820	477.331	

33.7 SEGUROS (NÃO AUDITADO)

Para proteção do seu patrimônio a Petrobras transfere, através da contratação de seguros, os riscos que, na eventualidade de ocorrência de sinistros, possam acarretar prejuízos que impactem, significativamente, o patrimônio da companhia, bem como os riscos sujeitos a seguro obrigatório, seja por disposições legais ou contratuais. Os demais riscos são objeto de autosseguro com a Petrobras, intencionalmente, assumindo o risco integral, mediante ausência de seguro. Para os seguros contratados, a companhia também assume parcela de seu risco, através de franquias que podem chegar ao montante equivalente a US\$ 25 milhões.

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

As informações principais sobre a cobertura de seguros vigente em 31 de dezembro de 2015 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 são determinados com base nos preços de mercado, quando disponíveis, ou na falta desta, no valor presente de fluxos de caixa futuros esperados. Os valores justos de caixa e equivalentes de caixa, a dívida de curto prazo e outros ativos não circulantes e os passivos 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 I, 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	3.068	-	-	3.068
Derivativos de commodities	187	-	-	187
Derivativos de moeda estrangeira	-	24	-	24
Saldo em 31 de dezembro de 2015	3.255	24	-	3.279
Saldo em 31 de dezembro de 2014	7.390	6	-	7.396
Passivos				
Derivativos de Moeda Estrangeira	-	(62)	-	(62)
Derivativos de Juros	-	(68)	-	(68)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	-	(130)	-	(130)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	-	(116)	-	(116)

Não há transferências relevantes entre os níveis.

Em 31 de dezembro de 2015, o valor justo estimado para os financiamentos de longo prazo da companhia, calculado a taxas de mercado vigentes, é apresentado na nota explicativa 17.1.

35. EVENTOS SUBSEQUENTES

Revisão do Modelo de Gestão e Governança da Petrobras

Em 28 de janeiro de 2016, a companhia divulgou sua nova estrutura organizacional e seu novo modelo de gestão e governança, com o objetivo de alinhar a organização à nova realidade do setor de óleo e gás e priorizar a rentabilidade e disciplina de capital. O novo modelo de gestão não prevê a descontinuidade de negócios da companhia, porém envolve unificação de atividades.

Dessa forma, a atual estrutura de informações segmentadas será reavaliada, a fim de fornecer aos gestores informações suficientes para avaliação do desempenho dos negócios, bem como, para a tomada de decisão sobre a alocação de recursos e/ou investimentos.

Ação movida pela EIG relativa à Sete Brasil

Em 23 de fevereiro de 2016, EIG Management Company (EIG) e afiliadas propuseram ação judicial em face da Petrobras perante corte federal em Washington, EUA, alegando que a companhia teria praticado fraude ao induzir os autores a investir na Sete Brasil Participações S.A. ("Sete"), através de comunicações que teriam deixado de revelar o suposto esquema de corrupção em que a Petrobras e a "Sete" estavam alegadamente envolvidas e que os investimentos dos autores na "Sete" permitiram à Petrobras perpetuar e expandir o esquema de corrupção. A Petrobras ainda não foi notificada nesta ação.

Captações no mercado bancário

Em 26 de fevereiro de 2016, a Petrobras assinou um Termo de Compromisso (*Term Sheet*) com China Development Bank – CDB, para a captação de US\$ 10 bilhões.

Em paralelo à assinatura do termo de compromisso, já estão em negociação as minutas dos contratos do financiamento, que preveem a execução de um acordo comercial de fornecimento de petróleo para empresas chinesas, em bases similares ao executado pelas partes em 2009.

Rescisão do contrato de venda de 20% nas concessões de Bijupirá e Salema

Em 26 de fevereiro de 2016, foram rescindidos pela Petro Rio S.A. os contratos de venda assinados com a companhia em 1º de julho de 2015, relativos à venda da participação de 20% nas concessões dos campos de Bijupirá e Salema (BJS) e na empresa holandesa BJS Oil Operations B.V. (BJS00 BV). Desta forma, a companhia permanece com estas participações em parceria com a Shell Brasil Petróleo Ltda., que detém os 80% restantes na participação e opera os campos.

De acordo com as condições contratuais, com a aprovação do CADE em 10 de agosto de 2015, foram recebidos pela companhia o montante de US\$ 5 milhões a título de adiantamento que deverão ser integralmente devolvidos.

Incentivo à exploração e à produção de petróleo e gás natural

Em 3 de março de 2016, o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE emitiu a Resolução nº 2 autorizando a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP a prorrogar os prazos de vigência dos Contratos de Concessão firmados na Rodada Zero, estabelecendo diretrizes para esse processo, bem como determinou que a ANP notifique as operadoras cujos campos estão sem produção nos últimos seis meses, solicitando um posicionamento quanto à retomada da produção, transferência de direitos ou devolução do mesmo. A Resolução também prorroga o regime aduaneiro especial de bens destinados às atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás, REPETRO, e solicita ao Ministério de Minas e Energia que conclua os estudos para proposição dos parâmetros para contratação em regime de partilha de áreas unitizáveis no Pré-Sal.

Desembolso do contrato de financiamento com o ICBC Leasing (*sale - leaseback*)

Em 8 de março de 2016, a companhia informou que foi desembolsado naquele dia, o montante de US\$ 1 bilhão pelo ICBC Leasing (Industrial and Commercial Bank of China Leasing), proveniente de estrutura financeira que envolve a plataforma P-52, conforme anunciado ao mercado em 13 de outubro de 2015.

Nessa modalidade de financiamento, a P-52 foi alienada ao banco em troca do desembolso do montante combinado. A dívida é paga por meio do aluguel da unidade e, ao final do repagamento da dívida, a plataforma volta a ser de propriedade da companhia. A operação tem prazo de dez anos.

BALANÇO SOCIAL (NÃO AUDITADO)

		Consolidado					
1- Base de Cálculo		2015			2014		
Receita de vendas Consolidada (RL)		321.638			337.260		
Lucro (Prejuízo) antes da participação no lucro e impostos consolidados (RO)		(41.229)			(24.771)		
Folha de pagamento bruta consolidada (FPB) (i)		30.637			31.671		
		% sobre			% sobre		
2- Indicadores Sociais Internos	Valor	FPB	RL	Valor	FPB	RL	
Alimentação	1.226	4,00	0,38	1.222	3,86	0,36	
Encargos sociais compulsórios	6.162	20,11	1,92	5.774	18,23	1,71	
Previdência privada	2.190	7,15	0,68	1.978	6,25	0,59	
Saúde	1.685	5,50	0,52	1.477	4,66	0,44	
Segurança e saúde no trabalho	233	0,76	0,07	225	0,71	0,07	
Educação	263	0,86	0,08	242	0,76	0,07	
Cultura	7	0,02	-	18	0,06	0,01	
Capacitação e desenvolvimento profissional	309	1,01	0,10	365	1,15	0,11	
Creches ou auxílio-creche	79	0,26	0,02	58	0,18	0,02	
Participação nos lucros ou resultados	-	-	-	1.045	3,30	0,31	
Outros	92	0,30	0,03	50	0,16	0,01	
Total - Indicadores sociais internos	12.246	39,97	3,81	12.454	39,32	3,69	
		% sobre			% sobre		
3- Indicadores Sociais Externos	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL	
Socioambiental (I)	271	(0,66)	0,08	405	(1,63)	0,12	
Cultural (II)	139	(0,34)	0,04	194	(0,78)	0,06	
Esportivo (III)	86	(0,21)	0,03	94	(0,38)	0,03	
Total de investimentos para a sociedade	496	(1,20)	0,15	693	(2,80)	0,21	
Tributos (excluídos encargos sociais)	113.840	(276,12)	35,39	106.319	(429,21)	31,52	
Total - Indicadores sociais externos	114.336	(277,32)	35,55	107.012	(432,00)	31,73	
		% sobre			% sobre		
4- Indicadores Ambientais	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL	
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	3.678	(8,92)	1,14	3.169	(12,79)	0,94	
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 0 a 50% () cumpre de 51 a 75% (X) cumpre de 76 a 100%			() não possui metas () cumpre de 0 a 50% () cumpre de 51 a 75% (X) cumpre de 76 a 100%		
5- Indicadores do Corpo Funcional	2015			2014			
Número de empregados(as) ao final do período	78.470			80.908			
Número de admissões durante o período (IV)	804			3.786			
Número de empregados(as) de empresas restadoras de serviços (V)	158.076			203.705			
Número de estagiários(as) (VI)	1.438			1.746			
Número de empregados(as) acima de 45 anos (VII)	31.268			33.767			
Número de mulheres que trabalham na empresa	13.695			13.625			
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres (VII)	15,3%			15,2%			
Número de negros(as) que trabalham na empresa (VIII)	20.098			19.959			
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as) (IX)	25,3%			20,3%			
Número de empregados com deficiência (X)	444			286			

ESTA TABELA CONTINUA NA PÁGINA SEGUINTE >>

BALANÇO SOCIAL (NÃO AUDITADO) - CONTINUAÇÃO

	Consolidado					
6- Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2015			Metas 2016		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa (XI)	32,0			32,0		
Número total de acidentes de trabalho (XII)	3.096			-		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção	(X) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	() direção	(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) incentivará 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) organizará e incentivará
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (XIII)	na empresa 9.455	no Procon 36	na Justiça 30	na empresa 5.564	no Procon 0	na Justiça 0
Percentual de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 99,1%	no Procon 47,2%	na Justiça 40%	na empresa 98%	no Procon -	na Justiça -
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2015:		169.931	Em 2014:		146.440
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	65% governo 17% colaboradores(as) 0% acionistas 39% terceiros -21% retido			70% governo 22% colaboradores(as) 0% acionistas 23% terceiros -15% retido		

7 - Outras Informações

- I. A partir de 2015, passa a incluir os valores destinados ao apoio a projetos sociais, ambientais e de esporte educacional. Contempla as antigas linhas de "Geração de Renda e Oportunidade de Trabalho", "Educação para a Qualificação Profissional", "Garantia dos Direitos da Criança e do Adolescente", "Outros" e "Investimentos em programas e/ou projetos externos", além de parcela da linha "Esporte" destinada a projetos de esporte educacional.
- II. O valor difere do divulgado no Balanço Social do ano anterior, em função de os números inicialmente publicados não contemplarem os investimentos em projetos culturais desvinculados do programa de patrocínio vigente que, em 2014, somaram R\$ 51,6 milhões.
- III. A partir de 2015, não inclui os valores de projetos de esporte educacional, já contemplados na linha Socioambiental. Por essa razão, o valor de 2014 difere do divulgado no Balanço Social anterior pois não contabiliza tais investimentos, que somam R\$ 30,1 milhões e passa a contemplar os investimentos em projetos desvinculados do programa de patrocínio vigente, que em 2014, somaram R\$ 25,2 milhões no segmento esportivo.
- IV. Informações do Sistema Petrobras no Brasil, relativas a admissões por processo seletivo público.
- V. Em 2015, passou a refletir apenas os prestadores de serviços que trabalham nas instalações da Petrobras. O número de 2014 foi ajustado para fins de comparabilidade.
- VI. Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro, Breitener e Gas Brasileiro. As demais controladas não possuem programas de estágio.
- VII. Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro, Liquigás e Petrobras Biocombustível.
- VIII. Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro e Liquigás que se autodeclararam negros (cor parda e preta).
- IX. Do total dos cargos de chefia da Petrobras Controladora ocupados por empregados que informaram cor/raça, 25,3% são exercidos por pessoas que se autodeclararam negras (cor parda e preta).
- X. Dado obtido através dos registros no Sistema Informatizado de Saúde, a partir da autodeclaração do empregado e análise médica durante os exames ocupacionais.
- XI. Informações da Petrobras Controladora.
- XII. Se refere ao número de acidentados. Não há meta específica para o número total de acidentes de trabalho. O número apresentado para 2016 foi estimado com base no Limite de Alerta estabelecido para o indicador TOR, que é de 4,40 e no HHER projetado para o ano (636,68 milhões de homens-hora de exposição ao risco).
- XIII. As informações na empresa incluem o quantitativo de reclamações e críticas recebidas pela Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora e Liquigás. As metas para 2016 incluem apenas Petrobras Controladora e Liquigás.
 - (i) Composta por salários, vantagens, FGTS, INSS e demais benefícios a empregados.

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL (NÃO AUDITADO)

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

A companhia, em 31 de dezembro de 2015, mantém atividades na América do Sul, que inclui Argentina, Colômbia e Bolívia; na América do Norte, que inclui o México e os Estados Unidos da América; e Turquia (outros). As informações apresentadas relativas a investidas por equivalência patrimonial se referem às operações da Petrobras Oil and Gas B.V. (PO&G) na África, com destaque para Nigéria, e de empresas na Venezuela atuantes em atividades de exploração e produção. Contudo, somente nos países Argentina, Estados Unidos da América, Nigéria e Venezuela, a companhia registra Reservas.

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

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

	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	Exterior				Total		
América do Sul		América do Norte	África	Outros	Total			
31 de dezembro de 2015								
Reservas de petróleo e gás não provadas	26.239	520	1.547	-	-	2.067	28.306	-
Reservas de petróleo e gás provadas	276.544	7.872	16.037	-	-	23.909	300.453	11.318
Equipamentos de suporte	276.972	4.164	256	-	16	4.436	281.408	345
Custos capitalizados brutos	579.755	12.556	17.840	-	16	30.412	610.167	11.663
Depreciação, Depleção e Amortização	(159.173)	(7.955)	(6.146)	-	(16)	(14.117)	(173.290)	(5.006)
Custos capitalizados, líquidos	420.582	4.601	11.694	-	-	16.295	436.877	6.657
31 de dezembro de 2014								
Reservas de petróleo e gás não provadas	24.698	192	1.788	-	-	1.980	26.678	24
Reservas de petróleo e gás provadas	256.376	5.332	11.281	-	-	16.613	272.989	12.065
Equipamentos de suporte	211.159	3.136	206	-	9	3.351	214.510	69
Custos capitalizados brutos	492.233	8.660	13.275	-	9	21.944	514.177	12.158
Depreciação, Depleção e Amortização	(124.020)	(4.656)	(3.383)	-	(9)	(8.048)	(132.068)	(4.831)
Custos capitalizados, líquidos	368.213	4.004	9.892	-	-	13.896	382.109	7.327
31 de dezembro de 2013								
Reservas de petróleo e gás não provadas	49.806	1.936	1.342	51	-	3.329	53.135	-
Reservas de petróleo e gás provadas	193.003	5.646	14.102	-	-	19.748	212.751	9.304
Equipamentos de suporte	190.773	842	(642)	(35)	10	175	190.948	2
Custos capitalizados brutos	433.582	8.424	14.802	16	10	23.251	456.833	9.306
Depreciação, Depleção e Amortização	(104.541)	(4.790)	(2.221)	-	(9)	(7.020)	(111.561)	(3.408)
Custos capitalizados, líquidos	329.041	3.634	12.581	16	1	16.232	345.273	5.898

b) Custos incorridos na aquisição, exploração e desenvolvimento de campos de petróleo e gás

Os custos incorridos incluem valores reconhecidos no resultado e capitalizados, conforme demonstrado a seguir:

	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África*	Outros	Exterior	
Total						Total	
31 de dezembro de 2015							
Custos de aquisição de áreas							
Provas	-	-	-	-	-	-	-
Não provadas	-	-	-	-	-	-	-
Custos de exploração	9.989	179	275	-	-	454	10.443
Custos de desenvolvimento	47.906	1.486	1.310	-	-	2.796	50.702
Total	57.895	1.665	1.585	-	-	3.250	61.145
31 de dezembro de 2014							
Custos de aquisição de áreas							
Provas	-	209	-	-	-	209	209
Não provadas	120	-	-	-	-	-	120
Custos de exploração	12.833	288	317	36	-	641	13.474
Custos de desenvolvimento	42.726	1.285	983	-	-	2.268	44.994
Total	55.679	1.782	1.300	36	-	3.118	58.797
31 de dezembro de 2013							
Custos de aquisição de áreas							
Provas	-	-	-	-	-	-	-
Não provadas	6.538	-	-	-	-	-	6.538
Custos de exploração	13.206	429	830	3	2	1.264	14.470
Custos de desenvolvimento	39.197	1.576	2.765	660	6	5.007	44.204
Total	58.941	2.005	3.595	663	7	6.271	65.212

c) Resultados das atividades de produção de petróleo e gás

Os resultados das operações da companhia referentes às atividades de produção de petróleo e gás natural para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 são apresentados na tabela a seguir. A companhia transfere substancialmente toda a sua produção nacional de petróleo bruto e gás natural para o seu segmento de Abastecimento no Brasil. Os preços de transferência calculados através da metodologia adotada pela companhia podem não ser indicativos do preço que a companhia poderia conseguir pelo produto se o mesmo fosse comercializado em um mercado à vista não regulado. Além disso, os preços calculados através dessa metodologia também podem não ser indicativos dos preços futuros a serem realizados pela companhia. Os preços adotados para gás natural são aqueles contratados com terceiros.

Os custos de produção são os custos de extração incorridos para operar e manter poços produtivos e os correspondentes equipamentos e instalações, que incluem custos de mão de obra, de materiais, suprimentos, combustível consumido nas operações e o custo de operação de unidades de processamento de gás natural.

As despesas de exploração incluem os custos de atividades geológicas e geofísicas e de projetos sem viabilidade econômica. As despesas de depreciação, depleção e amortização referem-se aos ativos empregados nas atividades de exploração e de desenvolvimento. De acordo com o Tópico de Codificação 932 da SEC – Atividades de Extração - Petróleo e Gás Natural, o imposto de renda se baseia nas alíquotas nominais, considerando as deduções permitidas. Despesas e receitas financeiras não foram contempladas nos resultados a seguir.

	Consolidado							Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Exterior		
						Total	Total	
31 de dezembro de 2015								
Receitas operacionais líquidas								
Vendas a terceiros	2.076	1.002	1.949	-	-	2.951	5.027	1.853
Intersegmentos	108.846	3.225	-	-	-	3.225	112.071	62
	110.922	4.227	1.949	-	-	6.176	117.098	1.915
Custos de produção	(53.863)	(1.853)	(629)	-	-	(2.482)	(56.345)	(698)
Despesas de exploração	(5.262)	(66)	(1.139)	-	-	(1.205)	(6.467)	(110)
Depreciação, depleção e amortização	(24.735)	(1.005)	(823)	-	-	(1.828)	(26.563)	(624)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(35.739)	(796)	(1.757)	-	-	(2.553)	(38.292)	(1.077)
Outras despesas operacionais líquidas	(6.581)	182	(352)	-	(618)	(788)	(7.369)	(166)
Resultados antes dos impostos	(15.258)	689	(2.751)	-	(618)	(2.680)	(17.938)	(760)
Imposto de renda e contribuição social	5.188	(261)	5	-	53	(203)	4.985	(286)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	(10.070)	428	(2.746)	-	(565)	(2.883)	(12.953)	(1.046)
31 de dezembro de 2014								
Receitas operacionais líquidas								
Vendas a terceiros	1.190	1.975	2.144	-	-	4.119	5.309	1.578
Intersegmentos	152.515	2.903	-	-	-	2.903	155.418	3.279
	153.705	4.878	2.144	-	-	7.022	160.727	4.857
Custos de produção	(64.366)	(2.459)	(489)	-	-	(2.948)	(67.314)	(1.398)
Despesas de exploração	(6.720)	(69)	(308)	(38)	-	(415)	(7.135)	(675)
Depreciação, depleção e amortização	(18.091)	(852)	(1.208)	-	-	(2.060)	(20.151)	(421)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(5.665)	(230)	(4.183)	(16)	-	(4.429)	(10.094)	(180)
Outras despesas operacionais líquidas	(6.722)	2.610	(276)	6	279	2.619	(4.103)	(20)
Resultados antes dos impostos	52.141	3.878	(4.320)	(48)	279	(211)	51.930	2.163
Imposto de renda e contribuição social	(17.728)	(1.206)	(10)	-	41	(1.175)	(18.903)	(1.576)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	34.413	2.672	(4.330)	(48)	320	(1.386)	33.027	587
31 de dezembro de 2013								
Receitas operacionais líquidas								
Vendas a terceiros	2.472	2.201	1.093	438	-	3.732	6.204	1.176
Intersegmentos	144.809	3.624	-	1.429	-	5.053	149.862	1.640
	147.281	5.826	1.093	1.867	-	8.786	156.067	2.816
Custos de produção	(57.050)	(3.057)	(381)	(141)	-	(3.580)	(60.630)	(423)
Despesas de exploração	(6.057)	(132)	(189)	(61)	(7)	(388)	(6.445)	(4)
Depreciação, depleção e amortização	(16.867)	(1.117)	(693)	(192)	(1)	(2.004)	(18.871)	(565)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(9)	2	(30)	(1.205)	-	(1.233)	(1.242)	-
Outras despesas operacionais líquidas	(2.883)	(552)	(161)	(108)	3.763	2.943	60	-
Resultados antes dos impostos	64.415	969	(361)	160	3.756	4.524	68.939	1.823
Imposto de renda e contribuição social	(21.901)	(304)	(3)	(790)	(1)	(1.099)	(23.000)	(750)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	42.514	665	(365)	(630)	3.754	3.425	45.939	1.073

d) Informações sobre reservas

As reservas provadas líquidas de petróleo e gás natural estimadas pela companhia e as correspondentes movimentações para os exercícios de 2015, 2014 e 2013 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas por profissionais de geoenharia especializados da companhia, em conformidade com os conceitos de reservas definidos pela *Securities and Exchange Commission*.

Reservas provadas de petróleo e gás natural são os volumes de petróleo e gás natural que, mediante análise de dados geocientíficos e de engenharia, podem ser estimadas com certeza razoável como sendo, a partir de uma determinada data, economicamente recuperáveis de reservas conhecidas e com as condições econômicas, técnicas operacionais e normas governamentais existentes, até o vencimento dos contratos que preveem o direito de operação, salvo se evidências deem certeza razoável da renovação, independentemente de serem usadas técnicas determinísticas ou probabilísticas nas estimativas. O empreendimento de extração dos hidrocarbonetos deve ter sido iniciado ou o operador deve ter razoável certeza de que o empreendimento será iniciado dentro de um prazo razoável.

Reservas desenvolvidas de petróleo e gás são reservas de qualquer categoria passíveis de serem recuperadas: (i) através de poços, equipamentos e métodos operacionais existentes ou em que o custo dos equipamentos necessários é relativamente menor comparado com o custo de um novo poço; e (ii) através de equipamentos de extração instalados e infraestrutura em operação no momento da estimativa das reservas, caso a extração seja feita por meios que não incluam um poço.

Em alguns casos, há a necessidade de novos investimentos substanciais em poços adicionais e equipamentos para recuperação dessas reservas provadas. 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):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas	Consolidado							Investidas por Equivalência Patrimonial
	Exterior(**)					Óleo Sintético	Total	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Total			
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	-
Recuperação melhorada	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	-	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	-
Recuperação melhorada	-	0,5	-	-	0,5	-	0,5	-
Vendas de reservas	-	(104,4)	(0,1)	-	(104,5)	-	(104,5)	-
Aquisição de reservas	-	22,9	-	-	22,9	-	22,9	-
Produção no ano	(704,6)	(18,3)	(10,0)	-	(28,3)	(1,1)	(734,0)	(11,3)
Reservas em 31.12.2014	10.850,9	66,5	119,9	-	186,5	7,9	11.045,1	72,1
Revisão de estimativas anteriores	(1.968,9)	(3,5)	(18,1)	-	(21,6)	0,1	(1.990,4)	3,1
Extensões e descobertas	407,1	4,8	-	-	4,8	-	411,9	-
Recuperação melhorada	0,4	0,7	-	-	0,7	-	1,1	16,2
Vendas de reservas	(2,3)	(4,5)	-	-	(4,5)	-	(6,8)	-
Produção no ano	(743,1)	(11,7)	(11,2)	-	(22,8)	(1,0)	(767,0)	(10,9)
Reservas em 31.12.2015	8.544,1	52,3	90,6	-	142,9	6,9	8.693,9	80,4

(*) 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.

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

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

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas	Consolidado							Investidas por Equivalência Patrimonial
	Exterior (**)					Gás Sintético	Total	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Total			
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	-
Recuperação melhorada	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	-
Recuperação melhorada	-	10,8	-	-	10,8	-	10,8	-
Vendas de reservas	-	(351,7)	(0,1)	-	(351,8)	-	(351,8)	-
Aquisição de reservas	-	47,1	-	-	47,1	-	47,1	-
Produção no ano	(805,4)	(101,5)	(4,9)	-	(106,4)	(1,4)	(913,2)	(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
Revisão de estimativas anteriores	(1.178,3)	16,8	(17,0)	-	(0,2)	0,2	(1.178,3)	(13,1)
Extensões e descobertas	417,6	74,6	-	-	74,6	-	492,2	-
Recuperação melhorada	0,2	27,7	-	-	27,7	-	27,9	-
Vendas de reservas	(1,3)	(90,2)	-	-	(90,2)	-	(91,5)	-
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(820,8)	(79,2)	(24,5)	-	(103,7)	(1,4)	(925,9)	(0,3)
Reservas em 31.12.2015	9.587,7	680,5	138,5	-	819,1	9,3	10.416,1	33,5

^(*) Valores transferidos em função da desconexão 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.

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

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

	2015				2014				2013			
	Óleo Bruto		Gás Natural		Óleo Bruto		Gás Natural		Óleo Bruto		Gás Natural	
	Sintético	Sintético	Sintético	Sintético	Sintético	Sintético	Sintético	Sintético	Sintético	Sintético	Sintético	
	(milhões de barris)		(bilhões de pés cúbicos)		(milhões de barris)		(bilhões de pés cúbicos)		(milhões de barris)		(bilhões de pés cúbicos)	
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil	4.266,5	6,9	5.320,5	9,3	7.002,7	7,9	6.661,0	10,6	6.509,3	8,8	6.578,9	11,8
América do Sul	39,7	-	366,3	-	52,0	-	358,2	-	86,0	-	368,4	-
América do Norte	53,6	-	122,5	-	63,6	-	146,2	-	46,2	-	9,9	-
Exterior	93,4	-	488,8	-	115,6	-	504,3	-	132,2	-	378,3	-
Total Entidades Consolidadas	4.359,8	6,9	5.809,3	9,3	7.118,3	7,9	7.165,4	10,6	6.641,6	8,8	6.957,3	11,8
Entidades não Consolidadas												
América do Sul	6,6	-	8,0	-	9,4	-	15,7	-	12,4	-	14,9	-
África	28,0	-	10,4	-	30,8	-	14,4	-	37,3	-	15,7	-
Exterior	34,7	-	18,4	-	40,2	-	30,1	-	49,8	-	30,5	-
Total Entidades não Consolidadas	34,7	-	18,4	-	40,2	-	30,1	-	49,8	-	30,5	-
Total Entidades Consolidadas e não Consolidadas	4.394,5	6,9	5.827,7	9,3	7.158,5	7,9	7.195,5	10,6	6.691,4	8,8	6.987,8	11,8

Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil	4.277,7	-	4.267,2	-	3.848,2	-	4.509,2	-	4.149,1	-	4.712,7	-
América do Sul	12,5	-	314,2	-	14,6	-	372,5	-	80,1	-	690,1	-
América do Norte	37,0	-	16,0	-	56,4	-	33,8	-	77,0	-	123,1	-
Exterior	49,5	-	330,3	-	71,0	-	406,3	-	157,1	-	813,2	-
Total Entidades Consolidadas	4.327,2	-	4.597,5	-	3.919,2	-	4.915,5	-	4.306,2	-	5.525,9	-
Entidades não Consolidadas												
América do Sul	7,9	-	8,9	-	8,6	-	11,9	-	8,8	-	26,4	-
África	37,8	-	6,2	-	23,3	-	4,9	-	25,9	-	4,9	-
Exterior	45,7	-	15,1	-	31,9	-	16,8	-	34,7	-	31,3	-
Total Entidades não Consolidadas	45,7	-	15,1	-	31,9	-	16,8	-	34,7	-	31,3	-
Total Entidades Consolidadas e não Consolidadas	4.372,9	-	4.612,6	-	3.951,1	-	4.932,3	-	4.340,8	-	5.557,2	-

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

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

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

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

As estimativas de futuras entradas de caixa da produção são calculadas pela aplicação do preço médio durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinado como uma média aritmética não ponderada do preço do primeiro dia de cada mês dentro desse período, a menos que os preços sejam definidos por acordos contratuais, excluindo indexadores baseados em condições futuras. As variações nos preços futuros se limitam às variações previstas em contratos existentes no fim de cada exercício. Os custos futuros de desenvolvimento e produção correspondem aos dispêndios futuros estimados necessários para desenvolver e extrair as reservas provadas estimadas no fim do exercício com base em indicações de custo no fim do exercício, tendo como premissa a continuidade das condições econômicas no fim do exercício. A estimativa de imposto de renda futuro é calculada utilizando as alíquotas oficiais em vigor no fim do exercício. No Brasil, em conjunto com o imposto de renda, inclui-se contribuições sociais futuras. Os valores apresentados como despesas futuras de imposto de renda incluem deduções permitidas, às quais se aplica as alíquotas oficiais. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto de 10%, aplicados ao meio do ano. Esse fluxo de caixa futuro descontado requer estimativas de quando os dispêndios futuros serão incorridos e de quando as reservas serão extraídas, ano a ano.

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

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

Fluxos de caixa líquidos futuros descontados	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Exterior (**)		Total	
				África	Total		
Em 31 de dezembro de 2015							
Fluxos de caixa futuros	1.524.183	21.563	15.560	-	37.123	1.561.306	12.995
Custos de produção futuros	(844.332)	(10.434)	(8.847)	-	(19.281)	(863.613)	(4.629)
Custos de desenvolvimento futuros	(215.751)	(3.481)	(3.272)	-	(6.753)	(222.504)	(4.050)
Despesa futura de imposto de renda	(202.433)	(1.736)	(76)	-	(1.812)	(204.245)	(1.151)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	261.667	5.912	3.365	-	9.277	270.944	3.165
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados (*)	(120.677)	(1.939)	(488)	-	(2.427)	(123.104)	(1.480)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	140.990	3.973	2.877	-	6.850	147.840	1.685
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

(*) Capitalização semestral.

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

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

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

	Consolidado							Investidas por Equivalência Patrimonial
	Exterior**						Total	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Total		
Saldo em 1º de janeiro de 2014	406.422	5.935	7.186	-	-	13.121	419.543	3.672
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(89.330)	(1.525)	(1.638)	-	-	(3.163)	(92.493)	(2.228)
Custos de desenvolvimento incorridos	42.726	1.285	983	-	-	2.268	44.994	1.501
Varição líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	-	(2.555)	249	-	-	(2.306)	(2.306)	-
Varição líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	16.847	427	-	-	-	427	17.274	-
Revisões de estimativas anteriores de volumes	39.241	(64)	498	-	-	434	39.675	(71)
Varição líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	(78.114)	(599)	(884)	-	-	(1.483)	(79.597)	(1.347)
Varição nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(27.679)	(846)	90	-	-	(756)	(28.435)	(273)
Acréscimo de desconto	40.642	308	803	-	-	1.111	41.753	412
Varição líquida de imposto de renda	17.720	(266)	(220)	-	-	(486)	17.234	202
Outros - não especificados	-	(71)	57	-	-	(14)	(14)	-
Ajuste acumulado de conversão	38.138	503	615	-	-	1.118	39.256	1.157
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	366.823	6.223	4.795	7.303	-	18.321	385.144	800
Transferências por perda de controle*	-	-	-	(7.303)	-	(7.303)	(7.303)	7.303
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(73.254)	(2.499)	(857)	-	-	(3.356)	(76.610)	(1.584)
Custos de desenvolvimento incorridos	36.063	1.538	390	660	6	2.594	38.657	512
Varição líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(2.173)	587	(249)	-	-	338	(1.835)	(4.047)
Varição 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
Varição líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	(20.927)	(804)	(756)	(660)	(5)	(2.225)	(23.152)	(897)
Varição 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
Varição líquida de imposto de renda	(1.891)	407	(27)	-	-	380	(1.511)	586
Outros - não especificados	-	(343)	65	-	-	(278)	(278)	-
Ajuste acumulado de conversão	43.674	674	519	-	(1)	1.192	44.866	463
Saldo em 31 de dezembro de 2013	406.422	5.935	7.186	-	-	13.121	419.542	3.672

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

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

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

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 2015 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 2015 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 2015, 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 2015, 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 – 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, em 2014, 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;
- (iii) a investigação que vem sendo conduzida pela U.S. Securities and Exchange Commission – SEC; e
- (iv) o Inquérito Civil instaurado pelo Ministério Público do Estado de São Paulo para apuração de potenciais danos causados a investidores no mercado de valores mobiliários no Brasil.

Chamamos também a atenção para a nota explicativa 30.4 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 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 2015, 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, 21 de março de 2016.



PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes

CRC 2SP000160/O-5 “F” RJ

Marcos Donizete Panassol

Contador CRC 1SP155975/O-8 “S” RJ

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA EXECUTIVA

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIZ NELSON GUEDES DE CARVALHO
PRESIDENTE

ALDEMIR BENDINE
CONSELHEIRO

LUCIANO GALVÃO COUTINHO
CONSELHEIRO

LUIZ AUGUSTO FRAGA NAVARRO
DE BRITTO FILHO (*)
CONSELHEIRO

SEGEN FARID ESTEFEN
CONSELHEIRO

GUILHERME AFFONSO FERREIRA
CONSELHEIRO

WALTER MENDES DE
OLIVEIRA FILHO
CONSELHEIRO

ROBERTO DA CUNHA
CASTELLO BRANCO
CONSELHEIRO

DEYVID SOUZA
BACELAR DA SILVA
CONSELHEIRO

DIRETORIA EXECUTIVA

ALDEMIR BENDINE
PRESIDENTE

HUGO REPSOLD JÚNIOR
DIRETOR DE GÁS E ENERGIA

JOÃO ADALBERTO ELEK JÚNIOR
DIRETOR DE GOVERNANÇA,
RISCO E CONFORMIDADE

ANTÔNIO SÉRGIO OLIVEIRA SANTANA
DIRETOR CORPORATIVO E DE SERVIÇOS

ROBERTO MORO
DIRETOR DE ENGENHARIA,
TECNOLOGIA E MATERIAIS

IVAN DE SOUZA MONTEIRO
DIRETOR FINANCEIRO E DE RELAÇÕES
COM INVESTIDORES

JORGE CELESTINO RAMOS
DIRETOR DE ABASTECIMENTO

SOLANGE DA SILVA GUEDES
DIRETORA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

PAULO JOSÉ ALVES
CONTADOR
CRC-RJ-060.073/O-0

(*) Abstenção quanto à aprovação das Demonstrações Contábeis.

PARECER DO CONSELHO FISCAL

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 Anual da Administração- Exercício de 2015; e II- o Balanço Patrimonial e as demais Demonstrações Contábeis, relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

2. Com base nos exames efetuados, considerando as práticas contábeis adotadas pela companhia, assim como o Parecer, sem ressalvas, da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, de 21/03/2016, 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.

21 de março de 2016

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

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E SOBRE O PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, o presidente e os diretores da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, sociedade por ações de capital aberto, com sede na Avenida República do Chile, 65, Rio de Janeiro, RJ, inscrita no CNPJ sob nº 33.000.167/0001-01, declaram que:

- (i) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da Petrobras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2015.
- (ii) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, relativamente às demonstrações contábeis da Petrobras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2015.

Rio de Janeiro, 21 de março de 2016.

Aldemir Bendine | Presidente

Ivan de Souza Monteiro | Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

João Adalberto Elek Júnior | Diretor de Governança, Risco e Conformidade

Jorge Celestino Ramos | Diretor de Abastecimento

Hugo Repsold Júnior | Diretor de Gás e Energia

Antônio Sérgio Oliveira Santana | Diretor Corporativo e de Serviços

Roberto Moro | Diretor de Engenharia, Tecnologia e Materiais

Solange da Silva Guedes | Diretora de Exploração e Produção

Em complemento ao Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis Auditadas publicados em 15 de abril de 2016, a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras publica o primeiro Relatório Anual Resumido de seu Comitê de Auditoria Estatutário (CAE), que foi instalado em 26 de fevereiro de 2016. O Relatório Anual Resumido também encontra-se disponível desde 21 de março de 2016 nos sítios eletrônicos da Petrobras e da Comissão de Valores Mobiliários.

RELATÓRIO ANUAL RESUMIDO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Aos Conselheiros de Administração da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

1. APRESENTAÇÃO E INFORMAÇÕES GERAIS

O Comitê de Auditoria foi instalado na Petróleo Brasileiro S.A. PETROBRAS em 2005, tendo suas responsabilidades e atribuições formalmente estabelecidas em Regimento Interno, aprovado pelo Conselho de Administração. Em 26/02/2016, esse colegiado passou à condição de Comitê de Auditoria Estatutário (CAE), nos termos da Instrução CVM nº. 509 de 16/11/2011. Como órgão estatutário, de caráter permanente e vinculado diretamente ao referido conselho, suas atividades e responsabilidades são regidas pelas regras previstas na legislação brasileira, especialmente pela Instrução CVM nº 308, de 14 de maio de 1999, alterada pela Instrução CVM nº 509, de 16 de novembro de 2011 e pela Instrução CVM nº 545, de 29 de janeiro de 2014, e na legislação norte-americana, em especial as regras emitidas pela Securities and Exchange Commission (“SEC”) e pela Bolsa de Valores de Nova Iorque (“NYSE”), incluindo disposições legais contidas na Sarbanes-Oxley Act (“SOx”).

O Comitê de Auditoria tem por finalidade assessorar o Conselho de Administração no exercício de suas funções e manifestar-se sobre: **(i)** a qualidade, transparência e integridade das demonstrações contábeis; **(ii)** a efetividade dos processos de controles internos para a produção de relatórios financeiros; e **(iii)** a atuação, independência e qualidade dos trabalhos dos Auditores Independentes e dos Auditores Internos.

O escopo das atribuições do Comitê de Auditoria pode ser estendido às sociedades subsidiárias e controladas, conforme reza o Estatuto Social da PETROBRAS, observada a legislação aplicável.

No cumprimento de suas responsabilidades, o Comitê de Auditoria não é responsável pelo planejamento ou condução de auditorias ou por qualquer afirmação de que as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da PETROBRAS sejam completas e exatas ou estejam de acordo com os princípios de contabilidade geralmente aceitos. Esta responsabilidade é da Administração e dos Auditores Independentes. No cumprimento de suas responsabilidades descritas no seu Regimento Interno, os membros do Comitê de Auditoria não estão desempenhando as funções de auditores ou contadores.

Assim, é importante enfatizar que os administradores da PETROBRAS são responsáveis por elaborar e garantir a integridade das demonstrações contábeis, gerir os riscos, manter sistema de controles internos efetivo e zelar pela conformidade das atividades às normas legais e regulamentares.

A Auditoria Interna, diretamente subordinada ao Conselho de Administração e supervisionada tecnicamente pelo Comitê de Auditoria, responde pela realização de trabalhos periódicos, com foco nos principais riscos, avaliando de forma ampla e com independência, as ações de gerenciamento desses riscos e a adequação da governança e dos controles internos, contemplando as áreas e atividades que apresentam os riscos mais sensíveis às operações e à estratégia da PETROBRAS.

A Auditoria Independente, que desde o exame das demonstrações contábeis de 31/12/2012 é realizada pela PricewaterhouseCoopers (“PwC”), atua conforme normas profissionais emanadas do Conselho Federal de Contabilidade – CFC – e certos requisitos específicos da Comissão de Valores Monetários (CVM). Os Auditores Independentes são igualmente responsáveis pela revisão especial dos informes trimestrais (ITRs) enviados para a CVM e divulgados ao mercado. O relatório dos Auditores Independentes reflete o resultado de suas

verificações e apresenta a sua opinião a respeito da fidedignidade das demonstrações contábeis do negócio em relação aos princípios de contabilidade oriundos da CFC, em consonância com as normas emitidas pelo International Accounting Standard Board (IASB), normas da CVM, preceitos da legislação societária brasileira e incluindo o disposto na Sarbanes-Oxley Act e nas regras emitidas pela Securities and Exchange Commission (“SEC”) e pela Bolsa de Valores de Nova Iorque (“NYSE”).

2. HISTÓRICO DA COMPOSIÇÃO DO COMITÊ

De 1º de janeiro a 29 de abril de 2015, o Comitê de Auditoria teve a seguinte composição: Conselheiros Sergio Franklin Quintella (como Presidente), Miriam Aparecida Belchior e Luciano Galvão Coutinho.

Com a indicação dos novos membros do Conselho de Administração na Assembleia Geral Ordinária realizada em 29/04/2015 para o mandato 2015/2016, o Conselho de Administração aprovou em maio/2015, por unanimidade, a nova composição do seu Comitê de Auditoria, com a nomeação dos Conselheiros Luiz Nelson Guedes de Carvalho (Presidente), Luiz Augusto Fraga Navarro de Britto Filho e Roberto da Cunha Castello Branco.

A integração do Conselheiro Walter Mendes de Oliveira Filho como quarto membro do Comitê de Auditoria ocorreu na reunião do Conselho de Administração de 15/05/2015.

A Assembleia Geral Extraordinária de 01/07/2015 que aprovou a reforma do Estatuto Social da PETROBRAS, alterou, dentre outros, o artigo 18, permitindo assim a eleição de membros suplentes no Conselho de Administração da Petrobras e acabou por eleger Conselheiros de Administração Suplentes, que completaram as composições dos comitês de assessoramento do Conselho de Administração da Petrobras.

Em 30/09/2015, diante da nomeação do Conselheiro Luiz Nelson Guedes de Carvalho para exercer interinamente as funções da presidência do Conselho de Administração, este solicitou licença da presidência do Comitê de Auditoria. Em função disso, nesta mesma data, o Conselho de Administração aprovou a solicitação e nomeou o Conselheiro Walter Mendes de Oliveira Filho, eleito pelos acionistas minoritários detentores de ações ordinárias na Assembleia Geral Ordinária, para exercer a Presidência do Comitê de Auditoria da PETROBRAS. Ainda nesta data, o Conselheiro Jerônimo Antunes, suplente do Conselheiro Luiz Nelson Guedes de Carvalho no Conselho de Administração, também foi nomeado para integrar o comitê, que passou a ser composto pelos seguintes conselheiros: Walter Mendes de Oliveira Filho (Presidente), Roberto da Cunha Castello Branco, Luiz Augusto Fraga Navarro de Britto Filho e Jerônimo Antunes.

No dia 24/02/2016, o Conselheiro Roberto da Cunha Castello Branco pediu seu desligamento do Comitê de Auditoria, mas permaneceu como membro titular do Conselho de Administração da PETROBRAS e como Presidente do Comitê Financeiro desse colegiado.

No dia 26/02/2016, o Conselho de Administração aprovou a revisão do Regimento Interno do Comitê de Auditoria, permitindo a sua instalação como Comitê de Auditoria Estatutário (CAE), nos termos da Instrução CVM nº 308/99, alterada pela Instrução CVM nº 509/11 e pela Instrução CVM nº 545/14.

De acordo com o seu Regimento Interno, o CAE poderá ser composto por 3 (três) a 5 (cinco) membros, escolhidos dentre os titulares e suplentes do Conselho de Administração da PETROBRAS, nomeados e destituíveis por este colegiado. Ao menos 01 (um) dos membros do CAE deverá ser titular ou suplente do Conselho de Administração da PETROBRAS indicado pelos acionistas minoritários.

A maioria dos membros do CAE deverá atender aos critérios de independência exigidos pela Instrução CVM nº 509/11 e todos deverão atender aos critérios de independência exigidos pela legislação norte-americana. No dia 04/03/2016, o Conselho de Administração da PETROBRAS aprovou a nomeação do Conselheiro Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis como novo membro do CAE, em substituição ao Conselheiro Luiz Augusto Navarro de Britto Filho. O Conselheiro Francisco Petros foi eleito como suplente do Conselheiro Walter Mendes de Oliveira Filho pelos acionistas minoritários detentores de ações ordinárias na Assembleia Geral Extraordinária de 01/07/2015.

Atualmente, o CAE é constituído pelos seguintes Conselheiros de Administração: Walter Mendes de Oliveira Filho (Presidente), Jerônimo Antunes e Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis. O Srs. Walter Mendes de Oliveira Filho e Jerônimo Antunes são os especialistas financeiros e de contabilidade societária do CAE, em obediência às legislações brasileiras e norte-americanas. Importa destacar que todos os atuais membros do CAE são considerados conselheiros independentes pelos critérios do IBGC – Instituto Brasileiro de Governança Corporativa e atendem aos requisitos de independência impostos pela SEC e pela NYSE.

3. RESUMO DAS ATIVIDADES EM 2015

3.1. REUNIÕES REALIZADAS E PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

No período de 01 de janeiro a 31 de dezembro de 2015, foram realizadas 29 reuniões ordinárias do Comitê de Auditoria da PETROBRAS, que contemplaram 104 pautas, envolvendo os membros da Diretoria Executiva, Gerentes Executivos, Auditores Internos e Auditores Independentes.

As deliberações tomadas e as recomendações formuladas pelo Comitê de Auditoria foram devidamente formalizadas em atas.

**Em 2015 foram 29 reuniões com
104 pautas apresentadas**

O Presidente do Comitê de Auditoria relatou mensalmente nas reuniões ordinárias do Conselho de Administração os principais temas tratados em suas reuniões, detalhando as atividades e recomendações dirigidas para as diversas áreas da PETROBRAS e suas subsidiárias, os debates e os resultados dos monitoramentos das atividades dos Auditores Internos e dos Auditores Independentes. Esses relatos foram objeto de documentos onde os assuntos tratados e as recomendações são descritos de forma resumida. Esses documentos foram anexados às Atas do Conselho de Administração.

O resumo do alcance das pautas tratadas é o seguinte:

PAUTAS POR TEMAS	25 pautas com a Auditoria Independente em 17 reuniões;
	18 pautas de Demonstrações Contábeis, contingências e provisões em 12 reuniões;
	15 pautas com a Auditoria Interna em 07 reuniões;
	15 pautas de Controles Internos em 08 reuniões;
	06 pautas de Ouvidoria e Canal de Denúncias em 04 reuniões;
	05 pautas de Gestão de Riscos em 04 reuniões;
	20 pautas de outros temas.

3.2. AUDITORIA INDEPENDENTE

No decorrer de 2015, foram 25 pautas com participação da Auditoria Independente, contempladas em 17 reuniões do Comitê de Auditoria. Essas pautas abordaram os pareceres da PwC sobre os resultados econômico-financeiros, incluindo, dentre outros temas, as informações sobre as fraquezas materiais (*Material Weakness*) apontadas no Formulário 20-F registrado junto à Securities and Exchange Commission ("SEC") em 15 de maio de 2015 ("20-F 2014"), as ações de mitigação destas e as auditorias realizadas para testes dos controles internos.

3.3. DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

No decorrer de 2015, foram realizadas 18 pautas tendo como objeto as demonstrações contábeis, contingências e provisões, reunidas em 12 reuniões do Comitê de Auditoria. Essas pautas abordaram as apresentações de resultados financeiros, com apresentações e posicionamentos das áreas da Contabilidade e do Jurídico, além da Auditoria Interna e da Auditoria Independente.

É importante destacar que as contingências judiciais (e administrativas) passivas e suas respectivas provisões foram analisadas e discutidas em diversas reuniões do Comitê de Auditoria com as Gerências Executivas do Jurídico, da Contabilidade, do Tributário, de Riscos, Conformidade e Controles Internos, além dos Auditores Independentes. Foi solicitado pelo Comitê de Auditoria a criação de um grupo de trabalho com o envolvimento destas áreas da companhia, para avaliar a revisão dos critérios utilizados para classificação do prognóstico de êxito e a estimativa de valores dos processos administrativos e judiciais e com isso nortear o provisionamento contábil dos valores em discussão, principalmente relacionados, mas não se restringindo, aos processos tributários. Esta demanda foi prontamente atendida pela Administração da PETROBRAS, instituindo um grupo de trabalho que efetuou uma avaliação de *benchmarking* com as boas práticas dos departamentos jurídicos de diversas empresas e resultou na elaboração de um Plano de Ação, visando adotar sistemas e processos mais eficazes e modernos de classificação e de monitoramento das ações judiciais nas quais a companhia é parte, atualmente em fase de implantação pela Gerência Executiva do Jurídico da PETROBRAS. A execução deste Plano de Ação é acompanhada sistemática e periodicamente pelo Comitê de Auditoria.

3.4. AUDITORIA INTERNA

No decorrer de 2015, foram 15 pautas tratadas com a Auditoria Interna, em 07 reuniões do Comitê de Auditoria. Neste período, o comitê tomou conhecimento dos pontos de atenção e das recomendações decorrentes dos trabalhos da Auditoria Interna, bem como fez o acompanhamento das providências saneadoras adotadas pela Administração. Essas pautas abordaram os relatórios trimestrais e anual dos trabalhos da Auditoria Interna, o Plano de Atividades da Auditoria Interna, além da evolução dos testes dos controles SOx na PETROBRAS e em suas principais subsidiárias.

3.5. SISTEMAS DE CONTROLES INTERNOS

A Diretoria de Governança, Risco e Conformidade (DGRC) começou a atuar em 2015 com a missão de assegurar a conformidade de processos e mitigar riscos, dentre eles os de fraude e de corrupção, garantindo a aderência a leis, normas, padrões e regulamentos internos e externos. O diretor desta área tem um mandato de três anos, podendo ser renovado, e sua destituição somente pode ocorrer por deliberação da maioria dos membros do Conselho de Administração, desde que também conte com o voto de pelo menos um dos conselheiros eleitos pelos acionistas minoritários preferencialistas ou ordinaristas.

A Gerência Executiva de Conformidade da DGRC tem a atribuição de planejar, orientar, coordenar e avaliar atividades de controle e conformidade, incluindo a investigação e redução de riscos de fraude e de corrupção, reportando à Alta Administração as ações e os resultados de conformidade, em todo o Sistema Petrobras.

No decorrer de 2015, foram 15 pautas de Controles Internos abordadas em 08 reuniões do Comitê de Auditoria, sendo objetos de acompanhamento e recomendações pelo comitê os seguintes principais temas: monitoramento do sistema de controles internos quanto à sua efetividade e processos de melhorias; Inventário dos Riscos SOx/CVM; revisão do modelo de concessão de acesso ao SAP; análise do processo de certificação dos controles internos – SOx junto aos administradores e aos Auditores Independentes; procedimentos da companhia para cumprimento integral dos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley; processo de *due diligence* de integridade; evolução dos controles em empresas subsidiárias, além do monitoramento intensivo do Plano de Remediação das Fraquezas Materiais constante no 20-F 2014.

3.6. OUVIDORIA E CANAL DE DENÚNCIAS

Em 2015, o Conselho de Administração aprovou o processo de reestruturação da Ouvidoria Geral, o que incluiu a seleção de um novo Ouvidor Geral e a instituição de um Canal de Denúncia independente. A escolha do Ouvidor Geral foi realizada pelo Conselho de Administração com base em uma lista de profissionais elaborada por empresa especializada em seleção de executivos e analisada pelo Comitê de Auditoria e pelo Comitê de Remuneração e Sucessão do Conselho de Administração.

No decorrer de 2015, foram 06 pautas da Ouvidoria e Canal de Denúncias tratadas em 04 reuniões do Comitê de Auditoria. Essas pautas abordaram a estrutura e os processos da Ouvidoria, incluindo a estruturação do novo Canal de Denúncias, a seleção do novo Ouvidor, os relatórios executivos trimestrais e anuais de atividades da Ouvidoria Geral, a revisão da Política e Diretrizes da Função Ouvidoria e do novo Canal de Denúncias da PETROBRAS e o acompanhamento desse canal, com responsabilidade da Ouvidoria no recebimento, apuração e tratamento das denúncias de fraude, corrupção, lavagem de dinheiro e suspeitas de violação do Código de Ética, respeitando a confidencialidade e independência do processo e, ao mesmo tempo, garantindo os níveis apropriados de transparência.

3.7. GESTÃO E MONITORAMENTO DE RISCOS

A estrutura organizacional de gestão de riscos da PETROBRAS é composta pela Gerência Executiva de Riscos Empresariais, vinculada à Diretoria de Governança, Risco e Conformidade, e por unidades voltadas para a gestão de riscos nas próprias áreas de negócios.

Em junho/2015, o Conselho de Administração aprovou uma nova Política de Gestão de Riscos Empresariais, que explicita autoridades, responsabilidades, os princípios e as diretrizes que devem nortear as iniciativas associadas à gestão de riscos no Sistema Petrobras. Esta Política está plenamente aderente às referências metodológicas mundialmente reconhecidas, tais como COSO-ERM (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) e ISO 31000, além de atender às orientações emanadas do Guia de Orientação para Gerenciamento de Riscos Corporativos do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC).

Destaca-se nessa política uma abordagem mais abrangente da gestão de riscos empresariais, que associa a visão econômico-financeira tradicional ao gerenciamento de fatores que representem ameaças à vida, à saúde e ao meio ambiente (SMES); à proteção do patrimônio e das informações empresariais (Segurança Patrimonial); e ao combate à fraude e corrupção (Conformidade Legal), entre outros riscos empresariais.

No decorrer de 2015, foram 05 pautas de Gestão e Monitoramento de Riscos tratadas em 04 reuniões do CAE. Essas pautas abordaram inventário dos riscos SOx / CVM, monitoramento do plano de trabalho para revisão e atualização dos fatores de risco publicados pela PETROBRAS, gestão dos riscos financeiros na companhia e adequação dos fatores de riscos constantes no Formulário de Referência da Petrobras à Política de Gestão de Riscos Empresariais.

3.8. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

O Comitê de Auditoria tem como uma de suas atribuições "avaliar e monitorar, juntamente com a Administração e a área de Auditoria Interna, a adequação das transações com partes relacionadas realizadas pela Companhia, bem como revisar, ao menos uma vez por ano, o sumário das transações com partes relacionadas da Petrobras envolvendo seus Diretores, Conselheiros e companhias que empreguem quaisquer de seus Diretores e Conselheiros, além de qualquer outra relação com partes relacionadas que seja relevante, conforme definido pela CVM e pela SEC."

Este tema foi avaliado pelo Comitê de Auditoria em reunião realizada em dezembro de 2015, a partir da apresentação realizada pela Gerência Executiva de Contabilidade dos pontos relevantes do Relatório de Transações com Partes Relacionadas do Sistema Petrobras.

3.9. OUTRAS ATIVIDADES

Além das atividades acima mencionadas, o Comitê de Auditoria tratou de outras 20 pautas em reuniões periódicas com os principais

executivos da empresa, a fim de tomar conhecimento das principais estratégias do negócio, bem como acompanhar as melhorias operacionais e sistêmicas para fortalecimento do processamento e segurança das transações. O Comitê de Auditoria também reuniu-se com o Conselho Fiscal da PETROBRAS para tratar de temas contábeis e outros assuntos pertinentes.

Outro destaque é a previsão no Regimento Interno de realização de, no mínimo duas vezes por ano, reunião conjunta do Comitê de Auditoria com o Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS) do Conselho de Administração, quando estes comitês têm a oportunidade de tratar de assuntos de comum interesse ligados aos temas de SMS. Estas reuniões conjuntas foram realizadas em 2015 e trataram, dentre outros temas, de reporte dos indicadores de SMES, relatórios de auditorias internas de SMS e relatos de acidentes graves e fatais da Companhia.

4. COMUNICAÇÕES DO COMITÊ DE AUDITORIA

4.1. CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Comitê de Auditoria reporta suas atividades mensalmente nas reuniões ordinárias do Conselho de Administração, apresentando os assuntos tratados, seu posicionamento e solicitações realizadas para as diversas áreas da companhia. Em deliberações específicas, o Comitê de Auditoria emite nota ao Conselho de Administração, com seu posicionamento e recomendações.

4.2. ALTA ADMINISTRAÇÃO - DIRETORIA EXECUTIVA E GERENTES EXECUTIVOS

Para todas as reuniões realizadas pelo Comitê de Auditoria, as Diretorias envolvidas nos temas a serem discutidos são convidadas e indicam a participação dos Gerentes Executivos das áreas responsáveis pelas pautas a serem tratadas. Além disso, também ocorre destas Gerências Executivas, através de suas Diretorias, realizarem a proposição de pautas para apresentação no Comitê de Auditoria, no que for pertinente às atribuições deste comitê, principalmente àquelas matérias que serão submetidas para apreciação e deliberação do Conselho de Administração.

5. RECOMENDAÇÕES À DIRETORIA EXECUTIVA

O Comitê de Auditoria recomendou à Diretoria Executiva que: (i) inclua pautas suficientes nas suas reuniões ordinárias para inteirar-se do andamento das providências para eliminar as fraquezas materiais reportadas pelos Auditores Independentes no 20-F 2014 e informar-se de eventuais novos obstáculos identificados, envidando esforços para antecipação dos prazos de conclusão e (ii) sejam providenciados todos os recursos necessários para a completa implantação dos seguintes Planos de Ação e Políticas listadas adiante:

- Plano de Remediação das deficiências materiais nos controles internos da PETROBRAS apontadas pelos Auditores Independentes, por ocasião da execução dos trabalhos de auditoria relativos ao exercício social de 2014 e relacionados aos seguintes assuntos:
 - a) Anulação de Controles de Monitoramento (*Management Override of Controls*) e Revisão sobre Processos de Contratação de Serviços pela Administração: O Comitê de Auditoria ressalta a necessidade de garantir que todo o corpo funcional do Sistema Petrobras tome ciência do Código de Ética e Guia de Conduta da Organização;
 - b) Controles relacionados aos Ativos Imobilizados, envolvendo adiantamentos a Fornecedores, falhas para identificar o reconhecimento de despesas relacionadas com o encerramento de determinados contratos, registro intempestivo de depreciação e reconhecimento de perdas por desvalorizações resultantes da avaliação do valor recuperável de ativos de exploração e produção;
 - c) Revisão e aprovação de lançamentos contábeis manuais; e
 - d) Gerenciamento de Acesso em Processos de Negócios e de Tecnologia da Informação e Segregação de Funções de Processos de Negócios no Ambiente ERP.
- Harmonização de políticas corporativas entre a holding e as empresas subsidiárias integrais e empresas controladas, no que se refere às políticas, padrões de atuação e avaliação de Ouvidoria, Auditoria

Interna, SMES Corporativo, Recursos Humanos, Conformidade, Jurídico e Tecnologia de Informação (TIC).

Ao longo das reuniões realizadas com cada uma dessas áreas foi observada pelo Comitê de Auditoria a necessidade de fortalecimento e unificação das políticas corporativas da holding com as empresas subsidiárias integrais e empresas controladas do Sistema Petrobras, como um instrumento de redução do risco corporativo e aumento da eficiência do trabalho de aperfeiçoamento dos controles internos.

- Complementação e Implantação do Plano de Trabalho de Revisão da Metodologia de Classificação das Contingências, executado conjuntamente pelo Jurídico, Contabilidade, Auditoria Interna e Risco, a partir de solicitação do Comitê de Auditoria, cujo cronograma de implantação em etapas prevê a conclusão para Abril/2017. O Comitê de Auditoria recomenda a manutenção dos contatos periódicos e troca de experiências com empresas de alto padrão de gestão, para permanente atualização sobre as melhores práticas relativas ao assunto.
- Plano de Ação para suprir o quantitativo de pessoal e possibilitar o fortalecimento da equipe da Gerência Executiva de Auditoria Interna. O Comitê de Auditoria tem acompanhado o apoio dado pela Diretoria Executiva para disponibilizar para a Gerência Executiva de Auditoria Interna profissionais alocados em outras áreas, bem como as dificuldades enfrentadas para tal alocação, tendo em vista as exigências técnicas da função. O Comitê de Auditoria recomenda que essa mobilização da Diretoria Executiva seja permanente, com especial dedicação da área de Recursos Humanos ao tema, a fim de se evitar qualquer prejuízo ao escopo e à qualidade do trabalho executado pela Auditoria Interna, permitindo inclusive a expansão das suas atividades, no contexto de maiores exigências de controle e fiscalização por parte da Alta Administração.

O Comitê de Auditoria Estatutário julga que todos os itens destacados em "Recomendações" acima – cujos Planos de Ação encontram-se em andamento – foram cercados dos procedimentos

mitigatórios satisfatórios visando minimizar eventuais riscos de controles internos que pudessem impactar as demonstrações contábeis de 31/12/2015.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÃO AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário da Petróleo Brasileiro S.A. PETROBRAS, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, procederam ao exame e análise das Demonstrações Contábeis, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes e do Relatório Anual da Administração, relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015 ("Demonstrações Contábeis Anuais de 2015").

Considerando as informações prestadas em 17/03/2016 pela Administração da PETROBRAS e pela PwC – PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, os membros do Comitê de Auditoria Estatutário julgam que todos os fatos relevantes que lhe foram dados a conhecer pelos trabalhos efetuados e descritos neste relatório estão adequadamente divulgados no Relatório da Administração e nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31/12/2015, recomendando sua aprovação pelo Conselho de Administração.

Rio de Janeiro, 21 de março de 2016.

Walter Mendes de Oliveira Filho
Membro e Presidente do Comitê de Auditoria Estatutário
Especialista financeiro e de contabilidade societária

Francisco Petros Oliveira
Lima Papatnasias
Membro do Comitê de
Auditoria Estatutário

Jerônimo Antunes
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário
Especialista financeiro e de
contabilidade societária

