

# **Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras**

## **Notas explicativas**

*Exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 (Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)*

---

### **1. A Companhia e suas operações**

A Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras dedica-se, diretamente ou por meio de suas subsidiárias e controladas (denominadas, em conjunto, “Petrobras” ou a “Companhia”), à pesquisa, lavra, refino, processamento, comércio e transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, além das atividades vinculadas à energia, podendo promover pesquisa, desenvolvimento, produção, transporte, distribuição e comercialização de todas as formas de energia, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins. A sede social da Companhia está localizada no Rio de Janeiro - RJ.

### **2. Base de apresentação das demonstrações contábeis**

As demonstrações contábeis incluem:

#### **Demonstrações contábeis consolidadas**

- As demonstrações contábeis consolidadas estão sendo apresentadas de acordo com os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS) emitidos pelo *International Accounting Standards Board* - IASB e também de acordo com práticas contábeis adotadas no Brasil.

#### **Demonstrações contábeis individuais**

- As demonstrações contábeis individuais estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, e incorporam as mudanças introduzidas por intermédio das Leis 11.638/07 e 11.941/09, complementadas pelos pronunciamentos, interpretações e orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados por resoluções do Conselho Federal de Contabilidade - CFC e por normas da Comissão de Valores Mobiliários - CVM.
- Os pronunciamentos, interpretações e orientações do CPC estão convergentes às normas internacionais de contabilidade emitidas pelo IASB. Dessa forma, as demonstrações contábeis individuais não apresentam diferenças em relação às consolidadas em IFRS, exceto pela manutenção do ativo diferido, 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 3.1.1.

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 25 de fevereiro de 2014, 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.

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

### 2.2. Moeda funcional

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

As demonstrações do resultado e do fluxo de caixa das investidas, que atuam em ambiente econômico estável com moeda funcional distinta da Controladora são convertidas para reais pela taxa de câmbio média mensal, os ativos e passivos são convertidos pela taxa final e os demais itens do patrimônio líquido são convertidos pela taxa histórica.

As variações cambiais sobre os investimentos em controladas e coligadas, com moeda funcional distinta da Controladora, são registradas no patrimônio líquido, como ajuste acumulado de conversão, sendo transferidas para o resultado quando da realização dos investimentos.

### 2.3. Apresentação retrospectiva de itens das demonstrações contábeis

As Demonstrações Contábeis em 31 de dezembro de 2012 e em 1º de janeiro de 2012 estão sendo reapresentadas para fins comparativos, contemplando os seguintes efeitos:

#### a) Revisão do IAS 19 - Benefícios a Empregados (CPC 33 – R1)

Em 2013 entrou em vigor a revisão do IASB sobre a norma IAS 19 - Benefícios a Empregados (CPC 33 – R1), que eliminou a possibilidade do diferimento das perdas/ganhos atuariais dos planos de pensão e saúde (método corredor) e requer o cálculo dos juros líquidos com base na aplicação da taxa de desconto sobre o saldo dos passivos líquidos de ativos do plano.

Em decorrência desta alteração a Companhia reconheceu em suas demonstrações contábeis consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2012 um aumento do passivo atuarial líquido em R\$ 20.764 (R\$ 11.590 em 1º de janeiro de 2012), tendo como contrapartida uma redução do passivo fiscal diferido de R\$ 6.105 (R\$ 3.108 em 1º de janeiro de 2012) e do patrimônio líquido de R\$ 14.659 (R\$ 8.482 em 1º de janeiro de 2012).

#### b) Compensação do imposto de renda e contribuição social, diferidos

A companhia passou a apresentar o imposto de renda e contribuição social diferidos em base líquida no ativo ou no passivo, considerando os saldos de cada uma das empresas consolidadas, refletindo na redução de R\$ 8.978 no ativo e no passivo consolidados (redução de R\$ 6.714 em 1º de janeiro de 2012).

A seguir são apresentados os efeitos das reclassificações para comparabilidade nos itens do balanço patrimonial:

	31.12.2012				01.01.2012			
	Divulgado (*)	Efeito da Revisão do IAS 19 (a)	IR e CSLL diferidos, líquidos (b)	Reapresentado	Divulgado (*)	Efeito da Revisão do IAS 19 (a)	IR e CSLL diferidos, líquidos (b)	Reapresentado
<b>Ativo não circulante</b>								
Imposto de renda e contribuição social, diferidos	11.293	–	(8.685)	2.608	8.042	–	(6.567)	1.475
<b>Passivo não circulante</b>								
Planos de pensão e saúde	18.952	20.764	–	39.716	16.653	11.590	–	28.243
Imposto de renda e contribuição social, diferidos	39.262	(6.105)	(8.685)	24.472	33.230	(3.108)	(6.567)	23.555
<b>Patrimônio Líquido</b>								
Ajustes de avaliação patrimonial (outros resultados abrangentes)	2.129	(14.505)	–	(12.376)	1.272	(8.328)	–	(7.056)
Reservas de lucros (lucros acumulados)	134.929	(154)	–	134.775	122.624	(154)	–	122.470

(\*) Divulgado nas demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2012.

# **Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras**

## **Notas explicativas**

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

---

Estas alterações não geraram impactos materiais aos resultados e aos fluxos de caixa da Companhia.

### **3. Sumário das principais práticas contábeis**

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

#### **3.1. Base de consolidação**

As demonstrações contábeis consolidadas abrangem informações da Petrobras e das suas controladas. 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.

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.

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

As empresas consolidadas são as seguintes:

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

Subsidiárias e controladas	Participação no capital - Subscrito, integralizado e votante %	
	2013	2012
Petrobras Distribuidora S.A. - BR e suas controladas	100,00	100,00
Braspetro Oil Services Company - Brasoil e suas controladas (i)	100,00	100,00
Petrobras International Braspetro B.V. - PIBBV e suas controladas (i) (ii)	100,00	100,00
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN (iii)	100,00	100,00
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. – E-PETRO (iv)	100,00	100,00
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro e suas controladas	99,99	99,99
Petrobras International Finance Company - PifCo (i)	100,00	100,00
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro e suas controladas	100,00	100,00
Downstream Participações Ltda.	99,99	99,99
Petrobras Netherlands B.V. - PNBV e suas controladas (i)	100,00	100,00
5283 Participações Ltda.	100,00	100,00
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	99,00	99,00
Baixada Santista Energia S.A.	100,00	100,00
Sociedade Fluminense de Energia Ltda. – SFE (vi)	–	100,00
Termoaçu S.A. (vii) (viii)	100,00	–
Termoceará Ltda.	100,00	100,00
Termomacaé Ltda.	100,00	100,00
Termomacaé Comercializadora de Energia Ltda.	100,00	100,00
Termobahia S.A.	98,85	98,85
Ibiritermo S. A. (x)	50,00	50,00
Petrobras Biocombustível S.A.	100,00	100,00
Refinaria Abreu e Lima S.A. (vi)	–	100,00
Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos S.A. – CLEP	100,00	100,00
Comperj Participações S.A. (vi)	–	100,00
Comperj Estirênicos S.A. (vi)	–	100,00
Comperj MEG S.A. (vi)	–	100,00
Comperj Poliolefinas S.A. (vi)	–	100,00
Cordoba Financial Services Gmbh - CFS e sua controlada (i)	100,00	100,00
Breitener Energética S.A. e suas controladas	93,66	93,66
Cayman Cabiunas Investment CO. (ix)	–	100,00
Innova S.A.	100,00	100,00
Companhia de Desenvolvimento de Plantas Utilidades S.A. - CDPU (v)	–	100,00
Companhia de Recuperação Secundária S.A. - CRSEC (vi)	–	100,00
Arembepe Energia S.A.	100,00	100,00
Energética Camaçari Muricy S.A.	100,00	71,60
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE	100,00	100,00
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape	100,00	100,00
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	100,00	100,00
Liquigás S.A.	100,00	100,00
Araucária Nitrogenados S.A. (vii)	100,00	–
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC (viii) (x)	50,00	–

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

(ii) Participação de 11,87% da 5283 Participações Ltda.

(iii) Participação de 0,09% da Petrobras Gás S.A. - Gaspetro.

(iv) Participação de 0,05% da Downstream.

(v) Empresa incorporada pela COMPERJ Participações S.A.

(vi) Empresa incorporada pela Petrobras

(vii) Aquisição de controle (combinação de negócios).

(viii) Empresa avaliada pelo método de equivalência patrimonial em 2012.

(ix) Empresa extinta.

(x) Operação em conjunto.

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

Entidades estruturadas consolidadas	Principal segmento de atuação	
	País	
Charter Development LLC – CDC (i)	E.U.A	E&P
Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais – CDMPI	Brasil	Abast
PDET Offshore S.A.	Brasil	E&P
Nova Transportadora do Nordeste S.A. - NTN	Brasil	Gás e Energia
Nova Transportadora do Sudeste S.A. - NTS	Brasil	Gás e Energia
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-padronizados do Sistema Petrobras	Brasil	Corporativo

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

A Petrobras não tem participação acionária nas entidades estruturadas consolidadas, no entanto, o controle é determinado pelo poder que a Companhia possui sobre as atividades operacionais relevantes dessas entidades.

### 3.1.1.Reconciliação do patrimônio líquido e lucro líquido do consolidado com o da controladora

	Patrimônio líquido			Lucro líquido	
	2013	2012 (*)	01.01.2012 (*)	2013	2012
Consolidado - IFRS	349.334	330.775	323.742	23.007	20.959
Patrimônio de acionistas não controladores	(1.394)	(2.354)	(2.385)	563	223
Despesas diferidas líquidas de IR	200	360	636	(162)	(287)
Controladora - CPC	348.140	328.781	321.993	23.408	20.895

(\*) Reapresentado em decorrência da revisão do IAS19 - Benefícios a empregados (CPC33 - R1), conforme nota explicativa 2.3.

### 3.2. Relatórios por segmento de negócio

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

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

As informações por área de negócio na Companhia estão segmentadas de acordo com o modelo de organização vigente, contendo as seguintes áreas:

- Exploração e Produção (E&P): abrange as atividades de exploração, desenvolvimento da produção e produção de petróleo, LGN (líquido de gás natural) e gás natural no Brasil, objetivando atender, prioritariamente, as refinarias do país e, ainda, comercializando nos mercados interno e externo o excedente de petróleo, bem como derivados produzidos em suas plantas de processamento de gás natural, atuando, também, de forma associada com outras empresas em parcerias.
- Abastecimento: contempla as atividades de refino, logística, transporte e comercialização de derivados e petróleo, exportação de etanol, extração e processamento de xisto, além das participações em empresas do setor petroquímico no Brasil.

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

---

- c) Gás e Energia: engloba as atividades de transporte e comercialização do gás natural produzido no país ou importado, de transporte e comercialização de GNL, de geração e comercialização de energia elétrica, assim como as participações societárias em transportadoras e distribuidoras de gás natural e em termoeletricas no Brasil, além de ser responsável pelos negócios com fertilizantes.
- d) Biocombustível: contempla as atividades de produção de biodiesel e seus co-produtos e as atividades de etanol, através de participações acionárias, da produção e da comercialização de etanol, açúcar e o excedente de energia elétrica gerado a partir do bagaço da cana-de-açúcar.
- e) Distribuição: responsável pela distribuição de derivados, etanol e gás natural veicular no Brasil, representada principalmente pelas operações da Petrobras Distribuidora.
- f) Internacional: abrange as atividades de exploração e produção de petróleo e gás, de abastecimento, de gás e energia e de distribuição, realizadas no exterior, em diversos países das Américas, África, Europa e Ásia.

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

### 3.3. Instrumentos financeiros

#### 3.3.1. 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.

#### 3.3.2. 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 e são classificados e mensurados subsequentemente conforme abaixo:

- Valor justo por meio do resultado: Incluem títulos adquiridos ou incorridos principalmente para a finalidade de venda ou de recompra em prazo muito curto. São mensurados subsequentemente à aquisição ao valor justo. Alterações no valor justo são reconhecidas no resultado.
- Mantidos até o vencimento: Incluem títulos não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis com vencimentos definidos para os quais a Companhia tem intenção e capacidade de manter até o vencimento. São mensurados subsequentemente à aquisição pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva.
- Disponíveis para venda: Incluem títulos não derivativos que são designados como disponíveis para venda ou que não são classificados como investimentos mantidos até o vencimento ou pelo valor justo por meio do resultado. São mensurados subsequentemente ao valor justo. Alterações no valor justo são reconhecidas em outros resultados abrangentes, no patrimônio líquido, e reclassificadas para resultado quando o instrumento é desreconhecido.

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

### **3.3.3. Contas a receber**

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

A Companhia reconhece as perdas em créditos de liquidação duvidosa quando existe evidência objetiva de perda no valor recuperável, como resultado de um ou mais eventos que ocorreram após o reconhecimento inicial do ativo, que impactam os fluxos de caixa futuros estimados e que possam ser confiavelmente estimadas. Evidências de perdas incluem: casos de dificuldades financeiras significativas e probabilidade significativa do cliente entrar com pedido de falência ou recuperação judicial.

### **3.3.4. Empréstimos e financiamentos**

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

### **3.3.5. 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 reconhecidas no resultado financeiro, exceto quando o derivativo é qualificado e designado para contabilidade de hedge (*hedge accounting*).

### **3.3.6. Contabilidade de *hedge***

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

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

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

Para *hedges* qualificados como de fluxo de caixa, a Companhia designa instrumentos financeiros derivativos e não-derivativos, sendo a parcela efetiva dos ganhos e perdas decorrentes das variações do valor justo reconhecida no patrimônio líquido e transferida para o resultado quando o item protegido for efetivamente realizado. A parcela não efetiva do *hedge* é registrada no resultado do período.

Quando um instrumento de *hedge* vence ou é liquidado antecipadamente, quando um *hedge* não atende mais aos critérios de contabilização de *hedge* ou quando a Administração decide revogar a designação de *hedge accounting*, o ganho ou perda acumulado permanece reconhecido no patrimônio. A reclassificação do ganho ou perda para o resultado é realizada quando a transação prevista ocorre. Quando não se espera mais que uma operação prevista ocorra, o ganho ou a perda acumulado no patrimônio é imediatamente transferido para a demonstração do resultado.

## **Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras**

### **Notas explicativas**

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

---

#### **3.4. 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 gás natural liquefeito (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.

#### **3.5. Investimentos societários**

Coligada é a entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa, definida como o poder de participar das decisões sobre políticas financeiras e operacionais de uma investida, mas sem que haja o controle individual ou conjunto dessas políticas.

Em um negócio em conjunto duas ou mais partes têm o controle conjunto, podendo ser 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.

Os resultados e os ativos e passivos das coligadas e dos empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidos pelo método de equivalência patrimonial.

A companhia reconhece a totalidade dos seus ativos, passivos e as respectivas receitas e despesas nas operações controladas em conjunto. Adicionalmente, reconhece a sua parcela nas receitas e despesas, bem como dos ativos e passivos detidos em conjunto.

Nas demonstrações individuais os investimentos em empresas controladas são reconhecidos pelo método de equivalência patrimonial. A definição de controle é apresentada na nota explicativa 3.1.

#### **3.6. Combinação de negócios e goodwill**

Aquisições de negócios são reconhecidas pelo método da aquisição quando o controle é obtido. Transações envolvendo empresas sob controle comum não configuram uma combinação de negócios.



## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

---

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 perda de controle são reconhecidas diretamente no patrimônio líquido, como contribuição adicional de capital, pela diferença entre o preço pago/recebido e o valor contábil da participação adquirida/vendida.

Nas aquisições de participação em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto, sem a obtenção de controle, apesar de não configurarem uma combinação de negócios, o *goodwill* é mensurado pelo excesso do custo de aquisição sobre os ativos líquidos adquiridos e é apresentado no investimento.

### 3.7. 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, que considera as seguintes características gerais:

- Gastos relacionados com atividades de geologia e geofísica são reconhecidos como despesas no período em que são incorridos.
- Valores relacionados à obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural são inicialmente capitalizados.
- Custos exploratórios diretamente associados à perfuração de poços são inicialmente capitalizados no ativo imobilizado até que sejam constatadas ou não reservas provadas relativas ao poço. Os custos posteriores à perfuração do poço continuam a ser capitalizados desde que o volume de reservas descobertos justifique o seu reconhecimento futuro como poço produtor e estudos das reservas e da viabilidade econômica e operacional do empreendimento estiverem em curso. Uma comissão interna de executivos técnicos da Petrobras revisa mensalmente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, condições econômicas, métodos operacionais e regulamentações governamentais.
- Poços exploratórios secos ou sem viabilidade econômica e os demais custos vinculados às reservas não comerciais são reconhecidos como despesa no período, quando identificados como tal.
- Construção, instalação e conclusão de infra-estrutura, tais como plataformas, dutos, perfuração de poços de desenvolvimento e outros custos relacionados ao desenvolvimento de reservas provadas e economicamente viáveis são capitalizados no ativo imobilizado.

### 3.8. Imobilizado

Está demonstrado pelo custo de aquisição ou custo de construção, que representa os custos para colocar o ativo em condições de operação, corrigido monetariamente durante períodos hiperinflacionários, bem como pelo valor presente dos custos estimados com desmontagem e remoção do imobilizado e de restauração do local no qual este está localizado, deduzido da depreciação acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*).

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

---

Os gastos relevantes com manutenções das unidades industriais e dos navios, que incluem peças de reposição, serviços de montagem, entre outros, são registrados no imobilizado, se os critérios de reconhecimento forem atendidos. Os gastos compreendem: substituição de determinados ativos ou parte de ativos, serviços de instalação dos equipamentos, e outros custos relacionados. Essas manutenções ocorrem, em média, a cada quatro anos e seus gastos são capitalizados e depreciados de forma linear, com base na estimativa de duração do ciclo.

Os encargos financeiros de empréstimos obtidos, quando diretamente atribuíveis à aquisição ou à construção de ativos, são capitalizados como parte dos custos desses ativos. Os encargos financeiros sobre recursos captados sem destinação específica, utilizados com propósito de obter um ativo qualificável, são capitalizados pela taxa média dos empréstimos vigente durante o período, aplicada sobre o saldo de obras em andamento. Esses custos são amortizados ao longo das vidas úteis estimadas ou pelo o método das unidades produzidas dos respectivos ativos.

Os ativos de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural são depreciados/amortizados a partir do início da produção do campo pelo método das unidades produzidas, exceto para os ativos cuja vida útil seja inferior a do campo que utiliza o método linear, considerando os seguintes critérios:

- equipamentos e instalações cativos aos respectivos poços desenvolvidos são depreciados de acordo com o método das unidades produzidas, considerando o volume de produção mensal em relação às reservas provadas desenvolvidas de cada campo produtor; e
- direitos e concessões, como o bônus de assinatura, são amortizados de acordo com o método das unidades produzidas, considerando o volume de produção mensal em relação às reservas provadas totais de cada campo produtor.

Os terrenos não são depreciados. Os outros bens do imobilizado são depreciados pelo método linear com base nas vidas úteis estimadas, que estão demonstradas por classe de ativo na nota explicativa 12.

### 3.9. 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, cessão onerosa de direitos de exploração em blocos da área do pré-sal, 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, o ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) é apresentado no investimento.

Os direitos e concessões correspondentes aos bônus de assinatura das concessões e cessão onerosa, quando da declaração de comercialidade dos campos são reclassificados para conta do ativo imobilizado. Os bônus de assinatura das concessões e a cessão onerosa, 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.

### **3.10. Diferido**

A Companhia manteve o saldo do ativo diferido de 31 de dezembro de 2008 no individual, que continuará a ser amortizado em até 10 anos, sujeito ao teste de redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*), conforme previsto na legislação societária brasileira.

### **3.11. Redução ao valor recuperável de ativos – *Impairment***

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

Na aplicação do teste de redução ao valor recuperável de ativos, o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa é comparado com o seu valor recuperável. O valor recuperável é o maior valor entre o valor líquido de venda de um ativo e seu valor em uso. Considerando-se as particularidades dos ativos da Companhia, o valor recuperável utilizado para avaliação do teste de redução ao valor recuperável é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado.

O valor em uso é estimado com base no valor presente dos fluxos de caixa futuros decorrentes do uso contínuo dos respectivos ativos, considerando as melhores estimativas da Companhia. Os fluxos de caixa são ajustados pelos riscos específicos e utilizam taxas de desconto pré-imposto, que derivam do custo médio ponderado de capital (WACC) pós-imposto. As principais premissas dos fluxos de caixa são: preços baseados no último plano estratégico divulgado, curvas de produção associadas aos projetos existentes no portfólio da Companhia, custos operacionais de mercado e investimentos necessários para realização dos projetos.

Essas avaliações são efetuadas ao menor nível de ativos para os quais existam fluxos de caixa identificáveis. Os ativos vinculados a exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural são revisados anualmente, campo a campo, para identificação de possíveis perdas na recuperação, com base no fluxo de caixa futuro estimado.

A reversão de perdas reconhecidas anteriormente é permitida, exceto com relação à redução no valor do ágio por expectativa de rentabilidade futura.

### **3.12. Arrendamentos mercantis**

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

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

## **Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras**

### **Notas explicativas**

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

---

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 um contas a receber é constituído 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.

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

Os ativos e eventuais passivos associados são classificados como mantidos para venda quando seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio de uma venda. Essa condição só é alcançada quando a alienação for aprovada pela Administração da Companhia, o ativo estiver disponível para venda imediata em suas condições atuais e existir a expectativa de que a venda ocorra em até 12 meses após a classificação como disponível para venda.

Contudo, nos casos em que comprovadamente o atraso for causado por acontecimentos ou circunstâncias fora do controle da Companhia e se ainda houver evidências suficientes da alienação, a classificação pode ser mantida.

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

### **3.14. Desmantelamento de áreas**

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

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

A obrigação futura com desmantelamento de área de produção é registrada no momento da declaração de comercialidade de cada campo e é revisada anualmente. A depreciação /amortização é realizada com base no método das unidades produzidas, considerando as reservas provadas desenvolvidas.

### **3.15. Provisões e passivos contingentes**

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

## **Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras**

### **Notas explicativas**

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

---

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.

### **3.16. Imposto de renda e contribuição social**

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

Para fins de apuração do imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro corrente, a Companhia adotou o Regime Tributário de Transição (RTT) para garantir a neutralidade na determinação do lucro tributável com a adoção dos IFRS. O RTT se baseia na legislação societária/fiscal brasileira, vigente em 31 de Dezembro de 2007.

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

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

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

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

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

### **3.17. Benefícios concedidos a empregados (pós-emprego)**

Os compromissos atuariais com os planos de benefícios de pensão e aposentadoria definidos e os de assistência médica são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável.

O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final.

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

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

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

## **Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras**

### **Notas explicativas**

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

---

Remensurações do valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido, reconhecidos em outros resultados abrangentes, compreendem: i) ganhos e perdas atuariais; ii) retorno sobre os ativos do plano, excluindo valores incluídos nos juros líquidos sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido; e iii) qualquer mudança no efeito do teto de ativo (asset ceiling), excluindo valores incluídos nos juros líquidos sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido.

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

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

### **3.18. Capital social e remuneração aos acionistas**

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

As ações preferenciais têm prioridade no caso de reembolso do capital e no recebimento dos dividendos, no mínimo, de 3% do valor do patrimônio líquido da ação, ou de 5% calculado sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações, prevalecendo sempre o maior, participando, em igualdade com as ações ordinárias, nos aumentos do capital social decorrentes de incorporação de reservas e lucros. As ações preferenciais não asseguram direito de voto e não são conversíveis em ações ordinárias e vice-versa.

A remuneração aos acionistas é efetuada sob a forma de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio com base nos limites definidos no estatuto da Companhia.

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

### **3.19. 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 como receita diferida, sendo alocada ao resultado em valores iguais ao longo da vida útil esperada do item correspondente.

### **3.20. Reconhecimento de receitas, custo e despesas**

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

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

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

---

As receitas e despesas financeiras incluem principalmente receitas de juros sobre aplicações financeiras e títulos públicos, despesas com juros sobre financiamentos, ganhos e perdas com avaliação ao valor justo, de acordo com a classificação do título, além das variações cambiais e monetárias líquidas. As despesas financeiras excluem os custos com empréstimos atribuíveis as construções dos bens que necessitam de um período substancial de tempo para estar pronto para uso, que são capitalizados como parte do custo do ativo.

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

### 4. Estimativas e julgamentos relevantes

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

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

#### 4.1. Reservas de petróleo e gás natural

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

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

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

Reservas provadas desenvolvidas podem ser recuperadas através dos poços existentes, com os equipamentos e métodos presentes e representaram 59,9% do total de reservas provadas da Companhia em 31 de dezembro de 2013.

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, amortização e exaustão**

Depreciação, amortização e exaustão 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 e depleção 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, enquanto um incremento das reservas resultaria em redução da depreciação.

Outras informações sobre depreciação e depleção são apresentadas nas notas explicativas 3.8 e 12.2.

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

Para avaliar a recuperabilidade dos ativos relacionados à exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural, a Companhia utiliza o valor em uso, conforme nota explicativa 3.11. Em geral, as análises baseiam-se em reservas provadas e reservas prováveis. O percentual de reservas prováveis incluídos nos fluxos de caixa não excede os índices históricos de sucesso no desenvolvimento das reservas prováveis.

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.

A Companhia não considera a volatilidade de curto prazo nos preços de petróleo como indicativo de mudança no valor recuperável dos ativos de petróleo e gás natural. Os mercados de petróleo e gás natural têm um histórico de volatilidade de preços significativa e, embora, ocasionalmente, possam haver quedas expressivas, os preços, a longo prazo, tendem a continuar sendo ditados pela oferta de mercado e fundamentos de demanda. Assim, os testes de recuperabilidade dos ativos *impairment* 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.

Reduções nos preços futuros de petróleo e gás natural, que sejam consideradas tendência de longo prazo, bem como efeitos negativos decorrentes de mudanças significativas no volume de reservas, na curva de produção esperada, nos custos de extração ou nas taxas de desconto podem ser indícios da necessidade de realização de teste de *impairment*.

Outras informações sobre ativos relacionados à exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural são apresentadas nas notas explicativas 3.8 e 12.

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

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

- UGC's da área de Exploração e Produção: campo ou pólo de produção de petróleo e gás, composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção da área.



## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

- UGC's da área de Abastecimento: i) UGC Refino: conjunto de ativos que compõem as refinarias, terminais e dutos, bem como os ativos logísticos operados pela Transpetro. A definição da UGC Refino é baseada no conceito de integração e otimização do resultado, podendo as indicações do planejamento e as operações dos ativos privilegiar 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; 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.
- UGC's da área de Gás e Energia: i) UGC Gás Natural: conjunto de ativos que compõem a malha comercial do gás natural (gasodutos), unidades de processamento de gás natural (UPGN) e conjunto de ativos de fertilizantes e nitrogenados (plantas industriais); e ii) UGC Energia: conjunto de ativos que compõem o portfólio de usinas termoeletricas (UTE).
- UGC da área de Distribuição: conjunto de ativos de distribuição, relacionados principalmente às atividades operacionais da Petrobras Distribuidora S.A. e da Liquigás Distribuidora S.A..
- UGC da área de Biocombustível: i) UGC Biodiesel: conjunto de ativos que compõem as usinas biodiesel. A definição da UGC, com avaliação conjunta das usinas, reflete o processo de planejamento e realização da produção, considerando as condições do mercado nacional e a capacidade de fornecimentos de cada usina, assim como os resultados alcançados nos leilões e a oferta de matéria-prima; ii) UGC Etanol: representadas por investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto do setor de etanol.
- UGC da Internacional: i) UGC Exploração e Produção Internacional: campo ou pólo de produção de petróleo e gás, composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção da área; e ii) Demais atividades da área internacional: definida ao menor nível de ativos para os quais exista fluxo de caixa identificável.

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

Outras informações sobre redução ao valor recuperável de ativos são apresentadas nas notas explicativas 3.11 e 14.

### 4.3. Benefícios de pensão e outros benefícios pós-emprego

Os compromissos atuariais e os custos com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica dependem de uma série de premissas econômicas e demográficas, dentre as principais utilizadas estão:

- Taxa de desconto - compreende a curva de inflação projetada com base no mercado mais juros reais apurados por meio de uma taxa equivalente que conjuga o perfil de maturidade das obrigações de pensão e saúde com a curva futura de retorno dos títulos de mais longo prazo do governo brasileiro.
- Taxa de variação de custos médicos e hospitalares – premissa representada por conjunto projetado de taxas anuais considerando a evolução histórica dos desembolsos per capita do plano de saúde, observáveis nos últimos 05 anos, para definição de um ponto inicial da curva que decresce gradualmente em 30 anos para alcance do patamar de inflação geral da economia.

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

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

#### **4.4. Estimativas relacionadas a processos judiciais e contingências**

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

Informações sobre processos provisionados e contingências são apresentadas na nota explicativa 31.

#### **4.5. Estimativas de custos com obrigações de desmantelamento de áreas**

A Companhia possui obrigações legais e/ou não formalizadas de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações em locais de produção. As obrigações mais significativas de remoção de ativos envolvem a remoção e descarte das instalações *offshore* de produção de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior. As estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são realizadas com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados.

Os cálculos das referidas estimativas são complexos e envolvem julgamentos significativos, uma vez que as obrigações ocorrerão no longo prazo; que os contratos e regulamentações possuem descrições subjetivas das práticas de remoção e restauração e dos critérios a serem atendidos quando do momento da remoção e restauração efetivas; e que as tecnologias e custos de remoção de ativos se alteram constantemente, juntamente com as questões políticas, ambientais, de segurança e de relações públicas.

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

Outras informações sobre desmantelamento de áreas são apresentadas nas notas explicativas 3.14 e 20.

#### **4.6. Instrumentos financeiros derivativos**

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

Outras informações sobre instrumentos financeiros derivativos são apresentadas nas notas explicativas 3.3.5 e 34.

#### **4.7. Contabilidade de *hedge***

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

Outras informações sobre contabilidade de *hedge* são apresentadas nas notas explicativas 3.3.6 e 34.

## **5. Novas normas e interpretações**

### **a) IASB – International Accounting Standards Board**

Durante o exercício de 2013, as seguintes normas emitidas pelo IASB entraram em vigor e, exceto pela revisão do IAS 19 – Benefícios a Empregados (CPC 33 – R1), não impactaram materialmente as demonstrações contábeis da Companhia:

- Os efeitos decorrentes da revisão do IAS 19 - Benefícios a Empregados (CPC 33 - R1) estão apresentados na nota explicativa 2.3.
- Emenda ao IAS 1 - “Apresentação das Demonstrações Contábeis” (*Presentation of Financial Statements*). Agrupam em Outros Resultados Abrangentes os itens que poderão ser reclassificados para lucros ou prejuízos na demonstração de resultado do exercício.
- IFRS 10 - “Demonstrações Financeiras Consolidadas” (*Consolidated Financial Statements*). Define os princípios e os requerimentos para a preparação e a apresentação das demonstrações contábeis consolidadas, quando uma entidade controla uma ou mais entidades. Estabelece o conceito de controle como base para a consolidação e como aplicá-lo para identificar se uma empresa investida deve ser considerada controlada e, portanto, consolidada.
- IFRS 11 - “Acordos Conjuntos” (*Joint Arrangements*). Estabelece os princípios para divulgação de demonstrações contábeis de entidades que sejam partes de acordos conjuntos. Há dois tipos de acordos conjuntos: operações conjuntas e empreendimentos controlados em conjunto (*joint ventures*). Operações conjuntas são aquelas em que as partes em conjunto têm direitos sobre os ativos e obrigações relacionadas a esse acordo e, portanto, contabilizam sua parcela dos ativos, passivos, receitas e despesas. Joint ventures existem quando as partes possuem em conjunto direitos sobre os ativos líquidos do acordo e, portanto, contabilizam sua participação pelo método de equivalência patrimonial. A consolidação proporcional *de joint ventures* não é mais permitida.
- IFRS 12 - “Divulgações sobre Participações em Outras Entidades” (*Disclosure of Interests in Other Entities*). Consolida todos os requerimentos de divulgação que uma entidade deve utilizar quando participa em uma ou mais entidades, incluindo controladas, negócios em conjunto, coligadas e entidades estruturadas.
- IFRS 13 - “Mensuração do Valor Justo” (*Fair Value Measurement*). Define valor justo de forma mais precisa, introduz explicações adicionais sobre seu processo de mensuração e determina o que deve ser divulgado. As exigências não ampliam o uso da contabilização ao valor justo, mas fornecem orientações sobre como aplicá-lo, quando seu uso já é requerido ou permitido por outras normas.
- Emenda ao IFRS 7 - “Divulgações - Compensando Ativos e Passivos Financeiros” (*Disclosures – Offsetting Financial Assets and Financial Liabilities*). Estabelece requerimentos de divulgação de acordos de compensação de ativos e passivos financeiros.
- IAS 28 (revisado em 2011) - “Coligadas e Empreendimentos em Conjunto” (*Joint Ventures*). Estabelece requerimentos para empreendimentos em conjunto e coligadas avaliadas pelo método de equivalência patrimonial a partir da emissão do IFRS 11.

As normas emitidas pelo IASB que ainda não entraram em vigor e não tiveram sua adoção antecipada pela Companhia até 31 de dezembro de 2013 são as seguintes:

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

Norma	Exigências-chave	Data de vigência
IFRS 9 - "Instrumentos Financeiros" e emenda	O IFRS 9 mantém, mas simplifica, o modelo de mensuração combinada e estabelece duas principais categorias de mensuração para ativos financeiros: custo amortizado e valor justo. A base de classificação depende do modelo de negócios da entidade e das características do fluxo de caixa contratual do ativo financeiro. A orientação do IAS 39 sobre redução do valor recuperável de ativos financeiros e contabilidade de hedge continua aplicável. IFRS 9 inclui novos requisitos relacionados a contabilidade de hedge.	1º de janeiro de 2018
IFRIC 21, "Levies"	IFRIC 21 é uma interpretação do IAS 37, Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes. O IFRIC 21 aborda quando uma entidade deve reconhecer um tributo a pagar para o governo (exceto imposto de renda). Esta interpretação esclarece que o fato gerador da obrigação que dá origem a obrigação de pagar o tributo é a atividade descrita na legislação pertinente que desencadeia o pagamento do tributo.	1º de janeiro de 2014
Emenda ao IAS 36 - "Redução ao Valor Recuperável de Ativos" (Impairment of assets)	Esta emenda trata da divulgação de informações sobre o valor recuperável dos ativos depreciados. A emenda esclarece que o escopo dessas divulgações é limitado ao valor recuperável dos ativos depreciados, que são mensurados com base no valor justo menos os custos de alienação. As alterações devem ser aplicadas retroativamente.	1º de janeiro de 2014

Quanto às emendas e novas normas listadas acima, a Companhia estima que suas adoções não trarão impactos significativos às suas demonstrações contábeis.

### b) Legislação tributária

Em 11 de novembro de 2013 foi publicada a Medida Provisória nº 627 que:

- Modifica a legislação tributária relativa ao Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas - IRPJ, à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL, à Contribuição para o PIS/PASEP e à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS;
- Revoga o Regime Tributário de Transição - RTT, instituído pela Lei nº 11.941, de 27 de maio de 2009;
- Dispõe sobre a tributação da pessoa jurídica domiciliada no Brasil, com relação ao acréscimo patrimonial decorrente de participação em lucros auferidos no exterior por controladas e coligadas e de lucros auferidos por pessoa física residente no Brasil por intermédio de pessoa jurídica controlada no exterior; e
- Altera dispositivos da Lei nº 12.865/2013 que reabriu o parcelamento de débitos administrados pela Receita Federal do Brasil e pela Procuradoria Geral da Fazenda Nacional - PGFN (REFIS da Crise), instituído pela Lei nº 11.941/2009.

Essa Medida Provisória está em processo de tramitação no Congresso Nacional, podendo sofrer modificações em seu texto quando de sua conversão em lei. Existe, ainda, a necessidade de regulamentação de diversos dispositivos pela Secretaria da Receita Federal do Brasil.

A Administração da Companhia avaliou estas alterações e, com base no texto vigente, estima não haver efeitos contábeis relevantes nas demonstrações contábeis consolidadas do exercício de 2013.

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

## 6. Caixa e equivalentes de caixa

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
Caixa e bancos	2.227	2.024	4	66
Aplicações financeiras de curto prazo				
- No País				
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	8.182	17.021	5.312	15.570
Outros fundos de investimentos	125	424	1.119	498
	8.307	17.445	6.431	16.068
- No exterior	26.638	8.159	1.482	1.259
Total das aplicações financeiras de curto prazo	34.945	25.604	7.913	17.327
Total de caixa e equivalentes de caixa	37.172	27.628	7.917	17.393

As aplicações financeiras no país são representadas por fundos de investimentos cujos recursos estão aplicados em títulos públicos federais. Na controladora são realizadas, ainda, aplicações em quotas do fundo de investimento em direitos creditórios (FIDC) do Sistema Petrobras.

As aplicações no exterior são compostas de time deposits com prazos de até 3 meses e outros instrumentos de renda fixa de curto prazo, realizadas com instituições de primeira linha.

## 7. Títulos e valores mobiliários

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
Para negociação	9.085	20.888	9.085	20.888
Disponíveis para venda	39	488	37	191
Mantidos até o vencimento	284	299	13.887	2.588
	9.408	21.675	23.009	23.667
Circulante	9.101	21.316	22.752	23.379
Não circulante	307	359	257	288

Os títulos para negociação referem-se principalmente a investimentos em títulos governamentais com prazos de vencimentos superiores a 90 dias e são apresentados no ativo circulante, pois consideram a expectativa de realização no curto prazo.

Os títulos mantidos até o vencimento na Controladora incluem investimentos no FIDC-NP, conforme nota explicativa 19.2 e estão apresentados no ativo circulante.

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

## 8. Contas a receber

### 8.1. Contas a receber, líquidas

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
Clientes				
Terceiros	23.067	22.040	4.093	5.233
Partes relacionadas (Nota Explicativa 19)				
Investidas	1.542	1.593	11.384	16.077
Recebíveis do setor elétrico	5.050	3.958	905	911
Contas petróleo e álcool - STN	836	835	836	835
Outras	6.066	6.297	4.009	3.376
	36.561	34.723	21.227	26.432
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	(3.293)	(2.967)	(473)	(412)
	33.268	31.756	20.754	26.020
Circulante	22.652	22.681	16.301	17.374
Não circulante	10.616	9.075	4.453	8.646

### 8.2. Movimentação das perdas em créditos de liquidação duvidosa

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
Saldo inicial	2.967	2.790	412	402
Adições (*) (**)	470	587	88	287
Baixas (*)	(144)	(410)	(27)	(277)
Saldo final	3.293	2.967	473	412
Circulante	1.873	1.746	473	412
Não circulante	1.420	1.221	–	–

(\*) Inclui variação cambial sobre perdas em créditos de liquidação duvidosa constituída em empresas no exterior.

(\*\*) Reconhecido na demonstração de resultado como despesas com vendas.

### 8.3. Contas a receber vencidos – Terceiros

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
Até 3 meses	1.620	1.572	482	1.070
De 3 a 6 meses	372	319	266	171
De 6 a 12 meses	848	370	573	210
Acima de 12 meses	3.848	3.243	660	475
	6.688	5.504	1.981	1.926

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

## 9. Estoques

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
Petróleo	13.702	10.522	10.805	8.865
Derivados de petróleo	11.679	12.016	10.282	10.216
Intermediários	2.165	1.987	2.165	1.987
Gás Natural e GNL (*)	939	617	697	348
Biocombustíveis	370	576	44	155
Fertilizantes	60	23	55	23
	28.915	25.741	24.048	21.594
Materiais, suprimentos e outros	4.532	4.087	3.547	3.386
	33.447	29.828	27.595	24.980
Circulante	33.324	29.736	27.476	24.908
Não circulante	123	92	119	72

(\*) GNL - Gás Natural Liquefeito

Os estoques consolidados são apresentados deduzidos de provisão, no montante de R\$ 205, para ajuste ao seu valor realizável líquido (R\$ 184 em 2012), sendo estes ajustes decorrentes, principalmente, de oscilações nas cotações internacionais do petróleo e seus derivados. O montante acumulado reconhecido no resultado do exercício, como outras despesas operacionais, é apresentado na nota explicativa 26.

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\$ 6.972 (R\$ 5.974 em 2012), conforme nota explicativa 22.

## 10. Aquisições, vendas e incorporações de ativos

### 10.1. Aquisição de ativos

#### Araucária Nitrogenados S.A.

Em 1º de junho de 2013, a Petrobras assumiu o controle da Araucária Nitrogenados S.A. (FAFEN-PR), cujo contrato para aquisição da totalidade das ações da empresa foi assinado com a Vale S.A. em 18 de dezembro de 2012. A operação foi aprovada pelo CADE em 15 de maio de 2013.

O valor da operação foi de US\$ 234 milhões e o pagamento à Vale será feito com a receita proveniente de arrendamento dos direitos minerários de titularidade da Petrobras em Sergipe. Está em andamento o processo de avaliação do valor justo dos ativos e passivos, que será concluído em até 12 meses após a assunção do controle da empresa. Na avaliação preliminar o valor justo dos ativos e passivos líquidos totalizou R\$ 671, sendo apurado um ganho por compra vantajosa no valor de R\$ 172. Este ganho foi registrado no resultado do exercício, no grupo de resultado de participações em investimentos e está sujeito a alteração até a conclusão do processo de avaliação pela compra.

#### Termoaçu

Em 14 de maio de 2013, a Petrobras celebrou contrato de compra de ações com a Neoenergia, referente a 23,13% de participação acionária na Termoaçu.

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

A Petrobras passou a deter 100% do capital da investida após o fechamento da operação ocorrido com o cumprimento das condições precedentes: aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, efetivada em 14 de junho de 2013, anuência do Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, concedida em 17 de julho de 2013 e homologação do contrato de compra e venda de ações pelo Tribunal Arbitral, com a consequente extinção da Arbitragem, efetivada em 14 de agosto de 2013. O valor total da operação, considerando ajustes de preço, foi de R\$ 149.

## 10.2. Venda de ativos

### Brasil PCH

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

Em 14 de fevereiro de 2014, após atendidas todas as condições precedentes previstas em contrato, a Petrobras concluiu a operação de alienação pelo valor total de R\$ 711, considerando os ajustes ao preço.

Em decorrência da existência de condições precedentes, em 31 de dezembro de 2013 os ativos e passivos correspondentes, objetos da transação, foram classificados como mantidos para venda.

### Formação de *joint venture* para atuação na área de exploração e produção (E&P) no continente africano

Em 14 de junho de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou o acordo celebrado entre a Petrobras International Braspetro B.V. (PIBBV), controlada da Petrobras, e a BTG Pactual E&P B.V., empresa controlada pelo Banco BTG Pactual S.A., para a formação de uma *joint venture* para atuar na exploração e produção de óleo e gás na África, envolvendo ativos em Angola, Benin, Gabão, Namíbia, Nigéria e Tanzânia.

Para constituição da *joint venture*, a BTG Pactual E&P B.V. adquiriu 50% das ações da Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G), detidas pela PIBBV, pelo valor total de R\$ 3.364, incluindo o adiantamento de R\$ 78 pela aquisição dos ativos de Angola e Tanzânia. Com a efetivação desta operação em 28 de junho de 2013, o resultado líquido antes dos impostos auferido pela Companhia foi de R\$ 1.906, sendo classificado na demonstração de resultado em outras receitas (despesas) operacionais, conforme demonstrado a seguir:

	<b>Consolidado</b>
Valor de venda	3.286
Valor contábil	(1.732)
Resultado com alienação dos ativos (*)	1.554
Remensuração ao valor justo dos ativos remanescentes	1.554
	3.108
Perda no valor recuperável em ativos de Angola e Tanzânia (**)	(1.202)
	1.906

(\*) Resultado com alienação, exceto ativos de Angola e Tanzânia.

(\*\*) Decorrente do ajuste ao valor justo líquido de despesas de venda.

Em decorrência da necessidade de aprovação da operação pelos governos de Angola e Tanzânia, em relação aos respectivos ativos situados nestes países, os saldos destes ativos foram classificados como mantido para venda até que as condições precedentes sejam atendidas e a operação seja efetivada.

Considerando a estrutura societária e os termos do acordo de acionistas desta parceria, firmado em 28 de junho de 2013, o investimento da Petrobras na PO&G passou a ser classificado como empreendimento controlado em conjunto, deixando de ser consolidado.



## **Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras**

### **Notas explicativas**

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

---

#### **Companhia Energética Potiguar**

Em 16 de agosto de 2013, a Petrobras celebrou com Global Participações Energia S.A. contrato de compra e venda para alienação da totalidade de sua participação acionária detida na Companhia Energética Potiguar, equivalente a 20% do capital votante, pelo valor total de R\$ 23 já considerando os ajustes de preço previstos no contrato.

A aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE foi ratificada em 25 de setembro de 2013 e o fechamento da operação ocorreu em 31 de outubro de 2013.

#### **Campo de Coulomb - EUA**

Em 16 de agosto de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda, pela Petrobras America Inc, controlada da Petrobras International Braspetro B.V. (PIBBV), de sua participação de 33% no campo de Coulomb, localizado no bloco Mississippi Canyon 613 (MC 613), pelo valor de R\$ 418. A Shell Offshore Inc., operadora e detentora de 67% de participação no campo, exerceu seu direito de preferência na aquisição.

Com a efetivação desta transação em 27 de setembro de 2013, o resultado líquido auferido pela Companhia foi de R\$ 277, após as deduções do ajuste de preço, conforme farm-out agreement, e os custos relacionados ao ativo.

#### **Innova S.A.**

Em 16 de agosto de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a alienação de 100% das ações de emissão da Innova S.A. para a Videolar S.A. e seu acionista majoritário, pelo valor de R\$ 870, sujeito a ajuste de preço até o fechamento da operação.

A transação foi aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária em 30 de setembro de 2013 e sua conclusão está sujeita a determinadas condições precedentes, incluindo a aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE.

Em decorrência das condições precedentes acima elencadas, em 31 de dezembro de 2013 os ativos e passivos correspondentes, objetos da transação, foram classificados como mantidos para venda.

#### **Bloco BC-10 - Parque das Conchas**

Em 16 de agosto de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a alienação da participação total no projeto offshore Parque das Conchas (Bloco BC-10), equivalente a 35% do consórcio e da participação na Tambá BV, fornecedora de equipamentos, pelo valor de US\$ 1,54 bilhão.

O contrato firmado com o Grupo Sinochem estabelecia algumas condições precedentes para a efetivação da venda, entre elas o exercício de direito de preferência dos sócios e a obtenção da aprovação da operação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e pela Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP).

Em 17 de setembro de 2013, a Shell e a ONGC Videsh exerceram seus direitos de preferência para a aquisição de 23% e 12% de participação, respectivamente.

Após a aprovação da ANP e do CADE, a venda para os sócios foi concluída em 30 de dezembro de 2013. O resultado líquido auferido pela Companhia foi de R\$ 1.016.

## **Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras**

### **Notas explicativas**

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

---

#### **Petrobras Colombia Limited (PEC)**

Em 13 de setembro de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a alienação de 100% das ações de emissão da Petrobras Colombia Limited (PEC), controlada da Petrobras International Braspetro B.V. (PIBBV), para a Perenco Colombia Limited, pelo valor de R\$ 847, sujeito a ajuste de preço até o fechamento da operação.

A conclusão da transação está sujeita a determinadas condições precedentes usuais, incluindo a aprovação da Agência Nacional de Hidrocarburos – ANH.

Em decorrência das condições precedentes, em 31 de dezembro de 2013 os ativos e passivos correspondentes, objetos da transação, foram classificados como mantidos para venda.

#### **Blocos de Exploração - Uruguai**

Em 04 de outubro de 2013, a Diretoria Executiva da Petrobras aprovou a venda para a Shell, por R\$ 40, da participação acionária de 40% que a Petrobras Uruguay Servicios y Operaciones S.A. (PUSO), controlada da Petrobras Uruguay S.A. de Inversión, possuía nas empresas Bizoy S.A. e Civeny S.A., detentoras respectivamente dos blocos exploratórios 3 e 4, localizados na Bacia de Punta Del Este, no Uruguai.

A conclusão da transação está sujeita a determinadas condições precedentes, principalmente, a aprovação da operação pela Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (ANCAP).

Em decorrência das condições precedentes, os ativos e passivos correspondentes, objetos da transação, foram classificados como mantidos para venda.

#### **Petrobras Energia Peru S.A.**

Em 13 de novembro de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda, pela Petrobras de Valores Internacional de España S.L. (PVIE) e Petrobras Internacional Braspetro BV (PIB BV), de 100% das ações da Petrobras Energia Peru S.A. para a China National Petroleum Corporation (CNPC), pelo valor total de R\$ 6.201, sujeito a ajuste de preço até o fechamento da operação.

A conclusão da transação está sujeita a determinadas condições precedentes, incluindo a aprovação dos governos chinês e peruano, bem como à observância dos procedimentos previstos nos respectivos *Joint Operating Agreement (JOA)*, quando aplicável.

Em decorrência das condições precedentes, os ativos e passivos correspondentes, objetos da transação, foram classificados como mantidos para venda.

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

Os ativos classificados como mantidos para venda e passivos correspondentes, classificados no ativo e passivo circulante da Companhia, são compostos pelas seguintes classes e segmentos de negócio:

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

	Consolidado					
				2013	2012	
	E&P (*)	Abastecimen- to	Gás & Energia	Internacio- nal	Outros	Total
Ativos classificados como mantidos para venda						
Imobilizado	116	293	–	3.759	1	4.169
Contas a receber	–	243	–	75	–	318
Estoques	–	182	–	101	–	283
Investimentos	–	36	65	25	–	126
Caixa e Equivalentes de Caixa	–	9	–	274	–	283
Outros	–	35	–	424	–	459
	116	798	65	4.658	1	5.638
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda						
Fornecedores	–	(60)	–	(323)	–	(383)
Provisão para desmantelamento de área	–	–	–	(70)	–	(70)
Financiamentos	–	(36)	–	(1.398)	–	(1.434)
Outros	–	(53)	–	(574)	–	(627)
	–	(149)	–	(2.365)	–	(2.514)

(\*) Contempla perda no valor recuperável de ativos, conforme nota explicativa 14.3.

## 10.4. Incorporações, cisões e outras informações sobre ativos

### Cisão parcial da Petrobras International Finance Company S.A. - PifCo

Em 16 de dezembro de 2013, a Assembléia Geral Extraordinária da Petrobras aprovou a cisão parcial da Petrobras International Finance Company S.A. – PifCo, com versão da parcela cindida ao patrimônio da Petrobras, sem aumento de capital social.

Em 12 de fevereiro de 2014, a Petrobras Global Finance B.V. (PGF), controlada indireta, adquiriu da Petrobras as ações remanescentes da PifCo, pelo montante de US\$224 milhões (valor contábil em 31 de janeiro de 2014).

Estes eventos não causaram efeitos sobre as demonstrações contábeis consolidadas da Companhia.

### Incorporação de Controladas

A Petrobras realizou no exercício de 2013 as seguintes incorporações de controladas ao seu patrimônio, sem aumento do seu capital, conforme a seguir:

#### Data da Assembléia Geral Extraordinária / Razão Social:

Em 30 de setembro de 2013:

- Comperj Participações S.A.
- Comperj Estirênicos S.A.
- Comperj MEG S.A.
- Comperj Poliolefinas S.A.
- Sociedade Fluminense de Energia Ltda. (SFE)

Em 16 de dezembro de 2013:

- Refinaria Abreu e Lima S.A. (RNEST)
- Companhia de Recuperação Secundaria (CRSec)
- Petrobras International Finance Company (PIFCo) - parcela cindida

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

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

## 11. Investimentos

### 11.1. Investimentos diretos em subsidiárias, controladas, empreendimentos controlados em conjunto, operações em conjunto e coligadas (Controladora)

	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
<b>Subsidiárias e Controladas</b>						
Petrobras Netherlands B.V. - PNBV	E&P	100,00%	100,00%	30.537	5.929	Holanda
Petrobras Distribuidora S.A. - BR	Distribuição	100,00%	100,00%	11.900	2.132	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gás e Energia	100,00%	100,00%	10.634	1.662	Brasil
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Abastecimento	100,00%	100,00%	4.827	892	Brasil
Petrobras International Braspetro - PIB BV	Internacional	88,12%	88,12%	4.354	3.885	Holanda
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00%	100,00%	3.351	197	Brasil
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - Citepe	Abastecimento	100,00%	100,00%	2.504	(216)	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A. - PBIO	Biocombustível	100,00%	100,00%	2.121	(323)	Brasil
Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos S.A. - CLEP	E&P	100,00%	100,00%	1.530	73	Brasil
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape	Abastecimento	100,00%	100,00%	1.499	(555)	Brasil
Petrobras International Finance Company - PifCo	Corporativo	100,00%	100,00%	(1.132)	(1.569)	Luxemburgo
Liquigás Distribuidora S.A.	Distribuição	100,00%	100,00%	859	23	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	789	(45)	Brasil
Termomacaé Ltda.	Gás e Energia	99,99%	99,99%	747	115	Brasil
Termoaçu S.A.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	691	(54)	Brasil
INNOVA S.A. ( * )	Abastecimento	100,00%	100,00%	579	172	Brasil
5283 Participações Ltda.	Internacional	100,00%	100,00%	517	461	Brasil
Breitener Energética S.A.	Gás e Energia	93,66%	93,66%	507	(1)	Brasil
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85%	98,85%	434	21	Brasil
Termo Ceará Ltda.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	334	60	Brasil
Arembepe Energia S.A.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	314	93	Brasil
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	Gás e Energia	99,91%	99,91%	301	81	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	270	53	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,00%	99,00%	248	300	Brasil
Energética Camaçari Muriçy I Ltda.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	181	97	Brasil
Termomacaé Comercializadora de Energia Ltda	Gás e Energia	100,00%	100,00%	92	12	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil	E&P	100,00%	100,00%	(69)	(45)	Ilhas Cayman
Cordoba Financial Services GmbH	Corporativo	100,00%	100,00%	54	2	Austria
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	Corporativo	99,95%	99,95%	30	3	Brasil
Downstream Participações Ltda.	Corporativo	100,00%	100,00%	(2)	-	Brasil
<b>Operações em conjunto</b>						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	Abastecimento	50,00%	50,00%	305	45	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gás e Energia	50,00%	50,00%	132	41	Brasil
<b>Empreendimentos em conjunto</b>						
Logum Logística S.A.	Abastecimento	20,00%	20,00%	283	(62)	Brasil
Brasil PCH S.A. ( * )	Gás e Energia	49,00%	49,00%	142	34	Brasil
Cia Energética Manauara S.A.	Gás e Energia	40,00%	40,00%	151	14	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	Abastecimento	50,00%	50,00%	123	22	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00%	20,00%	83	6	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOS	Biocombustível	50,00%	50,00%	62	-	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	Abastecimento	33,20%	33,33%	51	2	Brasil
METANOR S.A. - Metanol do Nordeste	Abastecimento	34,54%	50,00%	49	4	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00%	30,00%	49	12	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	Abastecimento	45,00%	45,00%	46	(18)	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00%	49,00%	43	1	Brasil
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00%	49,00%	39	1	Brasil
Eólica Mangue Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00%	49,00%	38	4	Brasil
Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	51,00%	51,00%	36	2	Brasil
GNL do Nordeste Ltda.	Gás e Energia	50,00%	50,00%	-	-	Brasil
<b>Coligadas</b>						
Braskem S.A.	Abastecimento	36,20%	47,03%	7.593	510	Brasil
Fundo de Investimento em Participações de Sondas	E&P	4,59%	4,59%	4.156	1.743	Brasil
Sete Brasil Participações S.A.	E&P	5,00%	5,00%	2.574	99	Brasil
UTE Norte Fluminense S.A.	Gás e Energia	10,00%	10,00%	909	96	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	20,00%	20,00%	702	36	Brasil
Deten Química S.A.	Abastecimento	27,88%	27,88%	299	70	Brasil
Energética SUAPE II S.A.	Gás e Energia	20,00%	20,00%	216	84	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gás e Energia	20,00%	20,00%	84	-	Brasil
Nitroclor Ltda.	Abastecimento	38,80%	38,80%	1	-	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gás e Energia	30,00%	30,00%	-	-	Brasil

( \* ) Investimentos classificados como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2013, conforme nota explicativa 10.

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

### 11.2. Mutação dos investimentos (Controladora)

	Saldo em 31.12.2012	Aquisição e aporte de capital	Contribuição Adicional de Capital	Reorganiza- ções, redução de capital e outros	Resultado de participação em investidas	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2013
<b>Subsidiárias e controladas</b>								
PNBV	20.512	–	1	–	5.555	3.563	–	29.631
BR Distribuidora	9.451	20	–	–	2.132	831	(667)	11.767
Gaspetro	10.322	–	–	–	1.662	3	(1.354)	10.633
Transpetro	3.767	257	–	–	868	122	(348)	4.666
PIB BV	852	–	(18)	–	3.425	(422)	–	3.837
PB-LOG	3.435	–	–	–	197	–	(281)	3.351
Citepe	1.801	919	–	–	(216)	–	–	2.504
PBIO	1.916	517	4	–	(323)	7	–	2.121
CLEP	1.502	–	–	–	73	–	(45)	1.530
PetroquímicaSuape	1.404	650	–	–	(555)	–	–	1.499
Liquigás	838	–	–	–	23	17	(19)	859
Araucária Nitrogenados	–	659	–	172	(44)	2	–	789
Termomacaré Ltda	795	–	–	–	115	1	(164)	747
Termoaçu	–	150	–	569	(56)	–	3	666
5283 Participações	115	–	(2)	–	462	(57)	–	518
Breitener	476	–	–	–	(1)	–	–	475
Termobahia	61	–	348	–	20	–	–	429
Termo Ceará	343	–	–	–	60	1	(70)	334
Arembepe	223	–	–	4	93	–	(6)	314
PBEN	257	–	–	–	81	–	(37)	301
RNEST	10.567	10.110	–	(19.698)	(979)	–	–	–
Innova	431	–	–	(464)	57	–	(24)	–
Outras Controladas	1.554	38	10	(1.103)	561	1	(190)	871
<b>Operações em conjunto</b>	766	–	–	(569)	43	–	(22)	218
<b>Empreendimentos em conjunto</b>	520	27	–	(163)	12	9	(31)	374
<b>Coligadas</b>	3.565	41	–	79	360	(507)	(57)	3.481
<b>Total</b>	<b>75.473</b>	<b>13.388</b>	<b>343</b>	<b>(21.173)</b>	<b>13.625</b>	<b>3.571</b>	<b>(3.312)</b>	<b>81.915</b>

	2013	2012
Subsidiárias, controladas, operações/empreendimentos em conjunto e coligadas	81.915	75.473
Ágio	3.125	3.180
Lucros não realizados da Controladora	(1.570)	(1.143)
Outros investimentos	27	195
<b>Total dos investimentos</b>	<b>83.497</b>	<b>77.705</b>

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

### 11.3. Investimentos (Consolidado)

Investimentos avaliados por equivalência patrimonial	2013	2012
Braskem S.A.	5.157	5.523
Petrobras Oil & Gas BV (i)	3.999	–
Distribuidoras estaduais de gás natural	1.248	1.134
Guarani S.A.	1.194	985
Petroritupano - Orielo	464	476
Petrowayu - La Concepción	433	394
Nova Fronteira Bionergia S.A.	399	414
Demais investidas do setor petroquímico	196	314
Transierra S.A.	159	142
Petrokariña - Mata	155	154
UEG Araucária	138	131
Termoaçu S.A. (ii)	–	546
Distrilec S.A. (iii)	–	84
Demais empresas coligadas	2.021	1.936
	15.563	12.233
Outros investimentos	52	244
	15.615	12.477

(i) Empresa consolidada em 2012, conforme nota explicativa 10.

(ii) Aquisição de controle em 2013, conforme notas explicativas 3.1 e 10.

(iii) Participação alienada em janeiro de 2013 pela Petrobras Argentina S.A..

### 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	
	2013	2012		2013	2012	2013	2012
<b>Controlada indireta</b>							
Petrobras Argentina	1.356.792	1.356.792	ON	1,87	1,41	2.537	1.913
						2.537	1.913
<b>Coligada</b>							
Braskem	212.427	212.427	ON	16,50	9,60	3.505	2.039
Braskem	75.793	75.793	PNA	21,00	12,80	1.592	970
						5.097	3.009

O valor de mercado para essas ações não reflete, necessariamente, o valor de realização 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\$ 1.394, dos quais R\$ 1.388 são atribuíveis aos acionistas não controladores da Petrobras Argentina S.A.. A seguir estão apresentadas suas informações contábeis sumarizadas:

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

	<b>Petrobras Argentina</b>	
	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Ativo circulante	2.295	2.282
Ativo realizável a longo prazo	407	593
Imobilizado	3.438	3.529
Outros ativos não circulantes	1.490	1.559
	<b>7.630</b>	<b>7.963</b>
Passivo circulante	1.447	1.803
Passivo não circulante	1.954	1.760
Patrimônio líquido	4.229	4.400
	<b>7.630</b>	<b>7.963</b>
Receita operacional líquida	547	528
Lucro líquido do exercício	299	253
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	(86)	148

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.

### 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 à empresas petroquímicas, distribuidoras de gás, biocombustíveis, termoeletricas, refinarias e outras. As informações contábeis resumidas são as seguintes:

	<b>2013</b>			
	<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>		<b>Coligadas</b>	
	<b>País</b>	<b>Exterior</b>	<b>País</b>	<b>Exterior</b>
Ativo Circulante	3.756	5.602	22.669	6.439
Ativo Realizável a Longo Prazo	1.944	4.370	7.268	123
Imobilizado	3.839	16.558	30.784	6.520
Outros ativos não circulantes	2.186	119	6.899	166
	<b>11.725</b>	<b>26.649</b>	<b>67.620</b>	<b>13.248</b>
Passivo Circulante	4.060	2.290	15.812	6.001
Passivo não circulante	2.395	14.508	32.477	2.424
Patrimônio Líquido	5.248	9.492	19.186	4.823
Participação dos Acionistas não Controladores	22	359	145	–
	<b>11.725</b>	<b>26.649</b>	<b>67.620</b>	<b>13.248</b>
Receita Operacional Líquida	12.181	3.866	46.092	200
Lucro Líquido do Exercício	549	1.229	2.591	694
Percentual de Participação - %	20 a 83%	34 a 50%	5 a 49%	11 a 49%

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

## 12. Imobilizado

### 12.1. Por tipo de ativos

	Consolidado				Controladora	
	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens	Ativos em construção (*)	Gastos c/exploração e desenv. Produção de petróleo e gás (campos produtores)	Total	Total
Saldo em 1º de janeiro 2012	12.359	124.481	158.559	47.718	343.117	227.479
Adições	100	4.058	63.844	3.358	71.360	56.108
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	–	–	–	10.719	10.719	10.481
Juros capitalizados	–	–	7.400	–	7.400	5.348
Combinação de negócios	169	370	4	–	543	–
Baixas	(11)	(119)	(5.232)	(215)	(5.577)	(5.151)
Transferências	4.946	48.679	(59.531)	13.550	7.644	879
Depreciação, amortização e depleção	(933)	(12.985)	–	(7.360)	(21.278)	(15.250)
Impairment - constituição (****)	(42)	(366)	(77)	(307)	(792)	(294)
Impairment - reversão (****)	–	91	276	133	500	224
Ajuste acumulado de conversão	96	2.763	1.635	586	5.080	–
Saldo em 31 de dezembro de 2012	16.684	166.972	166.878	68.182	418.716	279.824
Custo	22.140	250.630	166.878	127.408	567.056	390.435
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(5.456)	(83.658)	–	(59.226)	(148.340)	(110.611)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	16.684	166.972	166.878	68.182	418.716	279.824
Adições	148	3.870	78.156	1.408	83.582	62.974
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	–	–	–	(1.431)	(1.431)	(1.958)
Juros capitalizados	–	–	8.474	–	8.474	6.514
Combinação de negócios	39	70	36	–	145	–
Baixas	(9)	(261)	(5.285)	(55)	(5.610)	(4.550)
Transferências (**)	2.605	51.603	(64.706)	58.516	48.018	80.642
Depreciação, amortização e depleção	(1.115)	(16.241)	–	(10.643)	(27.999)	(21.028)
Impairment - constituição (****)	–	(26)	(13)	(193)	(232)	(119)
Impairment - reversão (****)	–	112	–	165	277	268
Ajuste acumulado de conversão	79	5.682	3.300	879	9.940	–
Saldo em 31 de dezembro de 2013	18.431	211.781	186.840	116.828	533.880	402.567
Custo	25.134	312.427	186.840	180.654	705.055	531.928
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(6.703)	(100.646)	–	(63.826)	(171.175)	(129.361)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	18.431	211.781	186.840	116.828	533.880	402.567
Tempo de vida útil médio ponderado em anos	25 (25 a 40) (exceto terrenos)	20 (3 a 31) (**)		Método da unidade produzida		

(\*) Os saldos por área de negócio são apresentados na nota explicativa 30.

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

(\*\*\*) Inclui o montante de R\$ 50.389, reclassificado do Ativo Intangível para o Imobilizado, em decorrência da declaração de comercialidade de áreas vinculadas ao Contrato de Cessão Onerosa (Franco e Sul de Tupi), conforme descrito na nota explicativa 13, assim como o montante relativo à desconsolidação da PO&G (R\$4.898) e valores transferidos para o ativo circulante, classificados como mantidos para venda, conforme nota explicativa 10.

(\*\*\*\*) Reconhecido na demonstração de resultado como outras despesas operacionais.

Em 31 de dezembro de 2013, o imobilizado do Consolidado e da Controladora inclui bens decorrentes de contratos de arrendamento que transfiram os benefícios, riscos e controles no montante de R\$ 202 e de R\$ 10.738, respectivamente (R\$ 208 e R\$ 10.287 em 31 de dezembro de 2012).



# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

### 12.2. Abertura por tempo de vida útil estimada – Consolidado

Vida útil estimada	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
	Depreciação		Saldo em 2013
	Custo	Acumulada	
até 5 anos	12.638	(7.636)	5.002
6 - 10 anos	48.189	(23.190)	24.999
11 - 15 anos	2.210	(978)	1.232
16 - 20 anos	81.958	(20.504)	61.454
21 - 25 anos	37.225	(11.729)	25.496
25 - 30 anos	52.671	(9.387)	43.284
30 anos em diante	53.725	(10.635)	43.090
Método da Unidade Produzida	47.262	(23.290)	23.972
	335.878	(107.349)	228.529
Edificações e benfeitorias	23.451	(6.703)	16.748
Equipamentos e outros bens	312.427	(100.646)	211.781

## 13. Intangível

### 13.1. Por tipo de ativos

	Consolidado				Controladora	
	Softwares			Ágio com expectativa de rentabilidade futura goodwill	Total	Total
	Direitos e Concessões	Adquiridos	Desenvolvidos Internamente			
Saldo em 1º de janeiro de 2012	78.804	337	1.344	949	81.434	77.709
Adição	179	141	286	–	606	458
Juros capitalizados	–	–	30	–	30	30
Baixa	(229)	(3)	(6)	–	(238)	(231)
Transferências	(166)	23	(198)	(28)	(369)	(257)
Amortização	(91)	(119)	(278)	–	(488)	(360)
Impairment - reversão (**)	12	–	–	–	12	–
Ajuste acumulado de conversão	193	7	–	20	220	–
Saldo em 31 de dezembro de 2012	78.702	386	1.178	941	81.207	77.349
Custo	79.533	1.463	2.950	941	84.887	79.873
Amortização acumulada	(831)	(1.077)	(1.772)	–	(3.680)	(2.524)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	78.702	386	1.178	941	81.207	77.349
Adição	6.665	72	278	–	7.015	6.862
Juros capitalizados	–	–	26	–	26	26
Baixa	(171)	(3)	(7)	–	(181)	(138)
Transferências (**)	(50.467)	(30)	(26)	(39)	(50.562)	(50.474)
Amortização	(82)	(99)	(287)	–	(468)	(336)
Impairment - constituição (***)	(1.139)	–	–	–	(1.139)	–
Ajuste acumulado de conversão	182	6	–	35	223	–
Saldo em 31 de dezembro de 2013	33.690	332	1.162	937	36.121	33.289
Custo	34.680	1.423	3.379	937	40.419	36.118
Amortização acumulada	(990)	(1.091)	(2.217)	–	(4.298)	(2.829)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	33.690	332	1.162	937	36.121	33.289
Tempo de vida útil estimado - anos	(*)	5	5	Indefinida		

(\*) Ver nota explicativa 3.9 (Ativo Intangível).

(\*\*) Inclui o montante de R\$ 50.389, reclassificado do Ativo Intangível para o Imobilizado, em decorrência da declaração de comercialidade de áreas vinculadas ao Contrato de Cessão Onerosa (Franco e Sul de Tupi), conforme descrito abaixo, e o montante relativo à desconsolidação da PO&G (R\$1.244), conforme nota explicativa 10.

(\*\*\*) Reconhecido na demonstração de resultado como outras despesas operacionais.

## **Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras**

### **Notas explicativas**

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

---

Em 19 de dezembro de 2013, a Petrobras apresentou à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a declaração de comercialidade das áreas de Franco e Sul de Tupi, localizadas no pré-sal da Bacia de Santos. Foram constatados nas fases exploratórias os volumes contratados por meio da Cessão Onerosa para as áreas de Franco (atual campo de Búzios), de 3,058 bilhões de barris de óleo equivalente, e de Sul de Tupi (atual campo de Sul de Lula), de 128 milhões de barris de óleo equivalente.

Com a declaração de comercialidade, os valores pagos à União na aquisição das áreas de Franco e Sul de Tupi, nos montantes de R\$ 48.621 e R\$ 1.768, respectivamente, foram reclassificados do Ativo Intangível para o Imobilizado, conforme prática descrita na nota explicativa 3.9. Esses valores serão objeto da revisão do Contrato de Cessão Onerosa, conforme descrito na nota explicativa 13.2.

### **13.2. Direito de exploração de petróleo - Cessão Onerosa**

Em 31 de dezembro de 2013, o Ativo Intangível da Companhia inclui o montante de R\$ 24.419 (R\$ 74.808 em 31 de dezembro de 2012), vinculado ao Contrato de Cessão Onerosa, líquido da transferência para Ativo Imobilizado dos valores pagos na aquisição dos blocos de Franco (atual Campo de Búzios) e Sul de Tupi (atual Campo de Sul de Lula), conforme nota explicativa 13.1.

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

O contrato estabelece que, imediatamente após a declaração de comercialidade de cada área, serão iniciados os procedimentos de revisão, que deverão estar baseados em laudos técnicos independentes. A conclusão da revisão do Contrato de Cessão Onerosa será realizada após a data da última declaração de comercialidade.

Caso a revisão determine que os direitos adquiridos alcancem um valor maior que o inicialmente pago, a Companhia poderá pagar a diferença à União ou reduzir proporcionalmente o volume total de barris adquiridos nos termos do contrato. Se a revisão determinar que os direitos adquiridos resultem em valor menor que o inicialmente pago pela Companhia, a União reembolsará a diferença, em moeda corrente ou títulos, sujeito às leis orçamentárias.

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

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

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

### **13.3. Devolução à ANP de áreas na fase de exploração**

No exercício de 2013, os direitos sobre os blocos exploratórios devolvidos para a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP totalizaram R\$ 131 (R\$ 221 em 2012) e são os seguintes:

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

---

#### **Blocos – Concessão exclusiva da Petrobras:**

- Bacia de Campos: C-M-95; C-M-96; C-M-119; C-M-120; C-M-403;
- Bacia do Espírito Santo: ES-M-523;
- Bacia do Parecis: PRC-T-104; PRC-T-105;
- Bacia de Solimões: SOL-T-150; SOL-T-173.

#### **Blocos em parceria (devolvidos pela Petrobras ou pelos seus operadores):**

- Bacia do Ceará: BM-CE-1;
- Bacia de Camamu Almada: CAL-M-120; CAL-M-186;
- Bacia de Campos: C-M-593;
- Bacia do Espírito Santo: ES-M-588; ES-M-590; ES-M-592; ES-M-663;
- Bacia do Paraíba-Pernambuco: PEPB-M-837;
- Bacia do Potiguar: POT-T-699; POT-T-745; POT-T-774;
- Bacia de São Francisco: SF-T-101; SF-T-102; SF-T-111; SF-T-112;
- Bacia de Santos: S-M-172; S-M-674; S-M-789.

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

Durante o exercício de 2013, foram devolvidos os seguintes Campos à Agência Nacional do Petróleo - ANP: Coral, Carataí, Corruíra, Biquara, Guaiúba, Iraí, Dentão, Acauã Leste, Guajá e Noroeste do Morro Rosado.

### **13.5. Concessão de serviços de distribuição de gás natural canalizado**

Em 31 de dezembro de 2013, o ativo intangível inclui contratos de concessão de distribuição de gás natural canalizado no Brasil, no total de R\$ 537, com prazos de vencimentos entre 2029 e 2043, podendo ser prorrogado. As concessões prevêem a distribuição para os setores industrial, residencial, comercial, veicular, climatização, transportes e outros.

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

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

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

### **14.1. Imobilizado e Intangível**

Na avaliação de recuperabilidade das Unidades Geradoras de Caixa - UGC é utilizado o método do Valor em Uso a partir de projeções que consideram: a vida útil estimada do conjunto de ativos que compõem a UGC; premissas e orçamentos aprovados pela administração da companhia; e taxa de desconto pré-imposto, que deriva da metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital (WACC).

A companhia realizou avaliação de recuperabilidade da UGC Distribuição, que contempla saldo de ágio por expectativa de rentabilidade futura, com a utilização do valor em uso e constatou a não existência de perdas por *impairment*. Os fluxos de caixa futuros consideraram: horizonte de projeção de 17 anos, com perpetuidade sem crescimento; premissas e orçamentos aprovados pela administração da companhia; e taxa de desconto pré-imposto, que deriva da metodologia do WACC.

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

Em 2013, as avaliações de recuperabilidade dos ativos indicaram as seguintes perdas e/ou reversões, reconhecidas em outras despesas operacionais, na demonstração de resultado do exercício:

- Exploração e Produção:

A avaliação de recuperabilidade dos ativos resultou no reconhecimento de perdas por *impairment*, que estão relacionadas, principalmente, a campos de produção petróleo e gás natural no Brasil (R\$ 132), sob o regime de concessão, que encontram-se em estágio de maturidade de sua vida útil.

A viabilização de projetos e a implementação de programas de eficiência operacional e otimização de custos operacionais em UGC's, resultaram na reversão de *impairment* relacionado a campos de petróleo e gás natural no Brasil, sob regime de concessão (R\$ 268).

- Internacional:

A avaliação de recuperabilidade dos ativos gerou uma perda de R\$ 26 proveniente, principalmente, de campos de exploração e produção nos EUA, representando a totalidade do saldo contábil dos blocos de Garden Banks 200 e 201, que estão em estágio acentuado de maturidade e final da vida útil econômica.

Reconhecimento de perda por *impairment* no valor de R\$ 1.202, decorrente de ajuste do valor contábil ao valor justo, líquido de custos de venda, dos ativos de exploração e produção em Angola e Tanzânia, em razão de sua classificação como mantidos para venda, conforme nota explicativa 10.2.

#### 14.2. Investimento em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto (incluindo ágio por expectativa de rentabilidade futura)

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

Os resultados das referidas avaliações não indicaram a existência de perdas por *impairment*. A seguir são apresentados os principais investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto que contemplam ágio por expectativa de rentabilidade futura:

Investimento	Segmento	Taxa de desconto	Valor em uso	Valor contábil
		pré imposto (moeda constante)		
Braskem S.A.	Abastecimento	16%	6.578	5.157
Distribuidoras estaduais de gás natural	Gás e Energia	7 à 14%	5.991	1.248
Guarani S.A.	Biocombustíveis	9%	1.295	1.194

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

---

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

A Braskem é uma companhia de capital aberto, com ações negociadas em bolsas de valores no Brasil e no exterior. Com base nas cotações de mercado no Brasil, em 31 de dezembro de 2013, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (22% do total) da Braskem, foi avaliada em R\$ 5.097. Entretanto, apenas aproximadamente 3% das ações ordinárias dessa investida são de titularidade de não signatários do Acordo de Acionistas e sua negociação é extremamente limitada. Caso as ações ordinárias tivessem sido avaliadas à mesma cotação das ações preferenciais, o valor de mercado da participação da Petrobras na Braskem teria sido de R\$ 6.053.

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

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem, foram: i) taxa de câmbio média estimada de R\$2,23 para US\$1,00 em 2014 (convergindo para R\$1,87 a longo prazo); ii) cotação do Brent de US\$105,00 em 2014, reduzindo para US\$95,00 a longo prazo; iii) projeção de preços das matérias-primas e petroquímicos refletindo as tendências internacionais; iv) evolução das vendas de produtos petroquímicos, estimada com base no crescimento do produto interno bruto – PIB (brasileiro e global); e v) aumento na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com queda no longo prazo.

### 14.3. Ativos classificados como mantidos para venda

Em decorrência da aprovação da administração da companhia para alienação das sondas de perfuração PI, PIII, PIV e 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\$ 145.

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

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

	Consolidado	
	2013	2012
<b>Custos exploratórios reconhecidos no Ativo (*)</b>		
Imobilizado		
Saldo inicial	21.760	18.983
Adições	10.680	12.982
Baixas	(2.754)	(5.439)
Transferências (**)	(9.056)	(5.137)
Ajustes acumulados de conversão	(11)	371
Saldo final	20.619	21.760
Intangível (**)	32.516	77.588
Total dos custos exploratórios reconhecidos no ativo	53.135	99.348

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

(\*\*) Saldos decorrentes principalmente dos direitos de exploração vinculados ao contrato de Cessão onerosa, conforme descrito na nota explicativa 13.2.

(\*\*\*) Inclui o montante de R\$ 1.523, relativo à desconsolidação da PO&G, conforme nota explicativa 10.

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	
	2013	2012
<b>Custos exploratórios reconhecidos no resultado</b>		
Despesas com geologia e geofísica	2.069	1.994
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	4.169	5.628
Outras despesas exploratórias	207	175
Total das despesas	6.445	7.797

	Consolidado	
	2013	2012
<b>Caixa utilizado nas atividades</b>		
Operacionais	2.275	2.226
Investimentos	18.892	12.982
Total	21.167	15.208

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

#### 15.1. Tempo de capitalização

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

##### Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência (\*)

	Consolidado	
	2013	2012
Custos de prospecção capitalizados até um ano	6.016	8.621
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	14.603	13.139
Saldo final	20.619	21.760
Número de projetos cujos custos de prospecção foram capitalizados por prazo superior a um ano	86	145
	Número de poços	
	2013	2012
2012	5.773	39
2011	3.833	34
2010	2.098	18
2009	1.012	22
2008 e anos anteriores	1.887	15
Saldo Total	14.603	128

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

Do total de R\$ 14.603 para 86 projetos que incluem poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, R\$ 2.316 referem-se a poços localizados em áreas em que há atividades de perfuração já em andamento ou firmemente planejadas para o futuro próximo e cujo "Plano de Avaliação" foi submetido à aprovação da ANP, e R\$ 12.287 foram incorridos em custos referentes às atividades necessárias à avaliação das reservas e o possível desenvolvimento das mesmas.

#### 16. Fornecedores

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
Passivo circulante				
Terceiros				
País	12.523	13.306	10.696	10.868
Exterior	14.198	10.430	4.410	2.994
Partes relacionadas (nota explicativa 19)	1.201	1.039	10.855	13.056
	27.922	24.775	25.961	26.918

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

### 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.

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

	Consolidado					Controladora
	Agência de Crédito à Exportação	Mercado Bancário	Mercado de Capitais	Outros	Total	Total
<b>Não Circulante</b>						
<b>No País</b>						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2012	–	56.683	2.345	151	59.179	27.710
Ajuste acumulado de conversão	–	31	–	–	31	–
Adições de Financiamentos	–	6.183	504	–	6.687	5.225
Juros incorridos no período	–	88	59	3	150	15
Variações monetárias e cambiais	–	2.315	99	6	2.420	835
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	–	(1.999)	(443)	(30)	(2.472)	(425)
Saldo final em 31 de dezembro de 2012	–	63.301	2.564	130	65.995	33.360
<b>No Exterior</b>						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2012	9.386	27.067	39.441	1.332	77.226	15.345
Ajuste acumulado de conversão	345	1.853	5.912	99	8.209	–
Adições de Financiamentos	1.718	11.473	18.616	–	31.807	19.409
Juros incorridos no período	6	9	396	–	411	827
Variações monetárias e cambiais	178	1.048	204	21	1.451	2.941
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	(1.323)	(1.634)	(1.157)	(167)	(4.281)	(1.611)
Saldo final em 31 de dezembro de 2012	10.310	39.816	63.412	1.285	114.823	36.911
Saldo total em 31 de dezembro de 2012	10.310	103.117	65.976	1.415	180.818	70.271
<b>Não Circulante</b>						
<b>No País</b>						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2013	–	63.301	2.564	130	65.995	33.360
Ajuste acumulado de conversão	–	(6)	–	–	(6)	–
Adições de Financiamentos	–	22.576	512	–	23.088	33.187
Juros incorridos no período	–	185	35	7	227	37
Variações monetárias e cambiais	–	3.257	117	4	3.378	679
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	–	(21.348)	(391)	(27)	(21.766)	(18.944)
Transferência para passivos associados a ativos mantidos para venda	–	(30)	–	–	(30)	–
Saldo final em 31 de dezembro de 2013	–	67.935	2.837	114	70.886	48.319
<b>No Exterior</b>						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2013	10.310	39.816	63.412	1.285	114.823	36.911
Ajuste acumulado de conversão	1.032	5.134	12.825	155	19.146	–
Adições de Financiamentos	3.359	19.803	23.713	188	47.063	34.676
Juros incorridos no período	2	30	77	17	126	2.304
Variações monetárias e cambiais	343	1.926	605	64	2.938	10.331
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	(1.447)	(2.826)	(902)	(91)	(5.266)	(26.804)
Transferência para passivos associados a ativos mantidos para venda	–	(849)	–	–	(849)	–
Saldo final em 31 de dezembro de 2013	13.599	63.034	99.730	1.618	177.981	57.418
Saldo total em 31 de dezembro de 2013	13.599	130.969	102.567	1.732	248.867	105.737

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
<b>Circulante</b>				
Endividamento de Curto Prazo	8.560	7.491	22.042	13.093
Parcela Circulante de Endividamento de Longo Prazo	7.304	5.711	23.583	1.820
Juros Provisionados	2.880	2.081	1.002	606
	18.744	15.283	46.627	15.519



# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

### 17.1. Informações sumarizadas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante)

Vencimento em	Consolidado						
	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante	Total (*) Valor justo
Financiamentos em Reais (R\$):	2.612	3.259	6.840	5.050	5.433	30.271	53.465 53.204
Indexados a taxas flutuantes	1.740	2.304	6.022	4.221	4.675	26.198	45.160
Indexados a taxas fixas	872	955	818	829	758	4.073	8.305
Taxa média dos Financiamentos em Reais	7,4%	7,8%	9,2%	8,7%	8,9%	8,8%	8,7%
Financiamentos em Dólares (US\$):	13.661	13.199	20.940	13.405	26.306	83.367	170.878 172.387
Indexados a taxas flutuantes	11.119	9.953	10.009	8.501	20.757	31.802	92.141
Indexados a taxas fixas	2.542	3.246	10.931	4.904	5.549	51.565	78.737
Taxa média dos Financiamentos em Dólares	3,1%	3,3%	3,1%	3,0%	3,1%	4,3%	3,7%
Financiamentos em Reais indexados ao Dólar:	562	243	871	1.597	1.597	15.824	20.694 21.121
Indexados a taxas flutuantes	–	–	–	–	–	12	12
Indexados a taxas fixas	562	243	871	1.597	1.597	15.812	20.682
Taxa média dos Financiamentos em Reais indexados ao Dólar	5,2%	4,9%	6,7%	7,0%	7,0%	7,3%	7,1%
Financiamentos em Libras (£)	31	–	–	–	–	4.354	4.385 4.461
Indexados a taxas fixas	31	–	–	–	–	4.354	4.385
Taxa média dos Financiamentos em Libras	5,6%	–	–	–	–	5,9%	5,9%
Financiamentos em Ienes	1.361	276	1.046	254	231	–	3.168 3.217
Indexados a taxas flutuantes	230	230	230	230	230	–	1.150
Indexados a taxas fixas	1.131	46	816	24	1	–	2.018
Taxa média dos Financiamentos em Ienes	0,9%	0,9%	1,8%	0,8%	0,8%	–	1,2%
Financiamentos em Euro	500	32	25	25	4.031	10.374	14.987 15.533
Indexados a taxas fixas	500	32	25	25	4.031	10.374	14.987
Taxa média dos Financiamentos em Euro	4,4%	1,4%	1,4%	1,4%	4,9%	4,2%	4,4%
Financiamentos Outras Moedas	17	8	9	–	–	–	34 33
Indexados a taxas fixas	17	8	9	–	–	–	34
Taxa média dos Financiamentos em outras moedas	12,5%	15,3%	15,3%	–	–	–	14,0%
Total em 31 de dezembro de 2013	18.744	17.017	29.731	20.331	37.598	144.190	267.611 269.956
Taxa média dos financiamentos	3,6%	4,2%	4,6%	4,7%	4,3%	5,6%	5,0%
Total em 31 de dezembro de 2012	15.283	8.535	14.560	27.924	19.186	110.613	196.101 209.431

(\*) Em 31 de dezembro de 2013, o prazo médio de vencimento dos financiamentos é de 7,1 anos.

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 34.

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

#### 17.2. Taxa média ponderada da capitalização de juros

A taxa média ponderada dos encargos financeiros da dívida utilizada para capitalização de juros sobre o saldo de ativos em construção foi 4,5 % a.a. em 2013 (4,5 % a.a. em 2012).

#### 17.3. Captações - Saldo a utilizar

##### a) No exterior

Empresa	Valor em US\$ milhões		
	Contratado	Utilizado	Saldo a utilizar
PGT	1.000	500	500
Petrobras	2.500	253	2.247

##### b) No País

Empresa	Contratado	Utilizado	Saldo
			a utilizar
Transpetro (*)	10.007	2.059	7.948
Petrobras	13.971	8.889	5.082
PNBV	9.878	–	9.878
Liquigas	110	83	27

(\*) Foram assinados contratos de compra e venda de 49 navios e 20 comboios com 6 estaleiros nacionais no montante de R\$ 11.116.

#### 17.4. Garantias

As instituições financeiras não requerem garantias para empréstimos e financiamentos concedidos à Petróleo Brasileiro S.A.. Excepcionalmente, existem financiamentos concedidos por instituições de fomento, tais como o BNDES, que estão garantidos pelos bens financiados. Operações financeiras realizadas por controladas, que contam com garantias corporativas da Petrobras, são apresentadas na nota explicativa 19.3(Garantias Concedidas).

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

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

## 18. Arrendamentos mercantis

### 18.1. Recebimentos / pagamentos mínimos de arrendamento mercantil financeiro (com transferência de benefícios, riscos e controles)

	Recebimentos Mínimos	Consolidado Pagamentos Mínimos	Controladora Pagamentos Mínimos
Em 31 de dezembro de 2013			
2014	399	51	2.363
2015 - 2018	1.649	181	5.279
2019 em diante	4.266	623	3.034
Recebimentos/pagamentos de compromissos estimados	6.314	855	10.676
Menos montante dos juros anuais	(2.751)	(646)	(2.933)
Valor presente dos recebimentos/pagamentos mínimos	3.563	209	7.743
2014	226	22	1.783
2015 - 2018	932	75	3.921
2019 em diante	2.405	112	2.039
Valor presente dos recebimentos/pagamentos mínimos	3.563	209	7.743
Circulante	135	38	1.784
Não circulante	3.428	171	5.959
Em 31 de dezembro de 2013	3.563	209	7.743
Circulante	123	37	1.741
Não circulante	3.139	176	6.021
Em 31 de dezembro de 2012	3.262	213	7.762

### 18.2. Pagamentos mínimos de arrendamento mercantil operacional (sem transferência de benefícios, riscos e controles)

	Consolidado	Controladora
2014	34.396	41.533
2015 - 2018	56.664	89.475
2019 em diante	30.967	114.287
Em 31 de dezembro de 2013	122.027	245.295
Em 31 de dezembro de 2012	106.367	199.033

Em 2013, a Companhia reconheceu despesas com arrendamento mercantil operacional no montante de R\$ 24.917 no Consolidado e R\$ 31.693 na Controladora (em 2012, R\$ 20.443 no Consolidado e R\$ 27.146 na Controladora).

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

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

### 19. Partes relacionadas

#### 19.1. Transações comerciais e outras operações

As operações comerciais da Petrobras com suas subsidiárias, controladas, negócios em conjunto, entidades estruturadas consolidadas e coligadas são efetuadas a preços e condições normais de mercado. Em 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012, não eram esperadas perdas na realização das contas a receber.

##### 19.1.1. Por operação

Controladora						
2013						
Resultado	Ativo			Passivo		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
<b>Resultado</b>						
Receitas, principalmente de vendas	135.605					
Variações monetárias e cambiais líquidas	(3.121)					
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(3.212)					
<b>Ativo</b>						
Contas a receber	9.020	2.364	11.384			
Contas a receber, principalmente por vendas	7.738	–	7.738			
Dividendos a receber	954	–	954			
Operações de mútuo	–	279	279			
Adiantamento para aumento de capital	–	1.180	1.180			
Valores vinculados à construção de gasoduto	–	752	752			
Outras operações	328	153	481			
<b>Passivo</b>						
Arrendamentos mercantis financeiros				(1.785)	(5.897)	(7.682)
Financiamentos sobre operações de créditos				(990)	(1.758)	(2.748)
Operações de mútuo				–	(26.274)	(26.274)
Pré pagamento de exportação				(22.468)	(12.019)	(34.487)
Fornecedores				(10.855)	–	(10.855)
Compras de petróleo, derivados e outras				(7.715)	–	(7.715)
Afretamento de plataformas				(2.399)	–	(2.399)
Adiantamento de clientes				(708)	–	(708)
Outros				(33)	–	(33)
Outras operações				–	(123)	(123)
Em 2013	129.272	9.020	11.384	(36.098)	(46.071)	(82.169)
Em 2012	123.139	9.191	6.886	(20.478)	(28.730)	(49.208)

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

### 19.1.2. Por empresa

	Controladora						
	2013						
	Ativo			Passivo			
	Resultado	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
<b>Subsidiárias e Controladas (*)</b>							
BR Distribuidora	83.012	2.480	21	2.501	(255)	(21)	(276)
PIB-BV Holanda	15.292	2.812	83	2.895	(28.045)	(40.051)	(68.096)
Gaspetro	8.880	1.224	752	1.976	(1.952)	(35)	(1.987)
PNBV	806	751	21	772	(2.761)	–	(2.761)
Transpetro	615	433	–	433	(779)	–	(779)
Fundo de Investimento Imobiliário	(459)	–	–	–	(208)	(1.291)	(1.499)
Petroquímica Suape	–	24	210	234	–	–	–
Termoelétricas	(118)	74	230	304	(115)	(1.028)	(1.143)
CITEPE	–	18	945	963	–	–	–
Cia Locadora de Equipamentos Petrolíferos	(163)	247	–	247	(787)	–	(787)
Outras Controladas	3.876	549	97	646	(186)	–	(186)
	111.741	8.612	2.359	10.971	(35.088)	(42.426)	(77.514)
<b>Entidades estruturadas</b>							
Nova Transportadora do Nordeste - NTN	29	109	–	109	(124)	(508)	(632)
Nova Transportadora do Sudeste - NTS	(3)	68	–	68	(107)	(494)	(601)
CDMPI	(77)	–	–	–	(301)	(1.675)	(1.976)
PDET Off Shore	(108)	–	–	–	(198)	(901)	(1.099)
	(159)	177	–	177	(730)	(3.578)	(4.308)
<b>Coligadas</b>							
Empresas do Setor Petroquímico	17.671	226	–	226	(222)	(67)	(289)
Outras Coligadas	19	5	5	10	(58)	–	(58)
	17.690	231	5	236	(280)	(67)	(347)
	129.272	9.020	2.364	11.384	(36.098)	(46.071)	(82.169)

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

### 19.1.3. Taxas anuais de operações de mútuo

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

	Controladora			
	Ativo		Passivo	
	2013	2012	2013	2012
Até 7%	–	4.307	(24.555)	(20.301)
De 7,01% a 10%	–	–	(1.719)	(1.461)
De 10,01% a 13%	78	1	–	–
Acima de 13%	201	277	–	–
	279	4.585	(26.274)	(21.762)

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

#### 19.2. Fundo de investimento em direitos creditórios não padronizados – FIDC-NP

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

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

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

	Controladora	
	2013	2012
Aplicações financeiras	1.088	79
Títulos e valores mobiliários	13.660	2.370
Cessões de direitos performados	(875)	(1.068)
Total classificado no ativo circulante	13.873	1.381
Cessões de direitos não performados	(22.042)	(9.060)
Total classificado no passivo circulante	(22.042)	(9.060)
Receita Financeira FIDC-NP	212	802
Despesa Financeira FIDC-NP	(1.393)	(1.217)
Resultado financeiro	(1.181)	(415)

#### 19.3. Garantias concedidas

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

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

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

Data de Vencimento das Operações	2013							2012	
	PifCo	PNBV	PGF	PGT	TAG	PB LOG	Outros	Total	Total
2013	–	–	–	–	–	–	–	–	6.939
2014	932	3.825	–	3.514	–	–	–	8.271	1.507
2015	2.928	2.761	–	–	–	361	–	6.050	4.992
2016	8.756	3.953	5.271	–	–	–	–	17.980	12.019
2017	4.100	2.405	–	–	–	–	703	7.208	7.220
2018	9.223	7.659	–	8.199	–	1.115	–	26.196	21.401
2019 em diante	37.718	17.773	30.119	19.912	12.308	–	1.700	119.530	77.615
	63.657	38.376	35.390	31.625	12.308	1.476	2.403	185.235	131.693

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

#### 19.4. Fundo de investimento no exterior de subsidiárias

Em 31 de dezembro de 2013, uma controlada da PIB BV mantinha recursos investidos em fundo de investimento no exterior que detinha, entre outros, títulos de dívidas de outras empresas consolidadas pela Petrobras, relacionados principalmente aos projetos Gasene, Malhas, CDMPI, CLEP e Marlim Leste (P-53), equivalentes a R\$ 17.368 (R\$ 15.561 em 31 de dezembro de 2012).

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

As transações significativas resultaram nos seguintes saldos:

	Consolidado					
	2013			2012		
	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas						
Distribuidoras estaduais de gás natural	8.457	994	490	6.254	912	442
Empresas do setor petroquímico	16.087	220	282	15.038	311	222
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	2.028	328	452	1.341	370	556
	26.572	1.542	1.224	22.633	1.593	1.220
Entidades governamentais						
Títulos públicos federais	2.252	14.634	–	4.239	36.959	–
Bancos controlados pela União Federal	(4.258)	6.562	69.788	(3.616)	7.439	65.140
Setor Elétrico (nota explicativa 19.6)	1.611	5.050	–	1.810	3.958	–
Contas petróleo e álcool - créditos junto a União Federal (nota explicativa 19.7)	–	836	–	–	835	–
União Federal (Dividendos)	(38)	–	1.953	5	–	977
Outros	199	491	781	(227)	742	926
	(234)	27.573	72.522	2.211	49.933	67.043
Planos de Pensão	–	–	366	(12)	–	334
	26.338	29.115	74.112	24.832	51.526	68.597

Os saldos estão classificados conforme a seguir:

	Consolidado					
	2013			2012		
	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo
Receitas, principalmente de vendas	28.402			24.169		
Variações monetárias e cambiais líquidas	(1.707)			(2.117)		
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(357)			2.780		
Ativo Circulante		17.856			41.594	
Não Circulante		11.259			9.932	
Passivo Circulante			8.358			6.870
Não Circulante			65.754			61.727
	26.338	29.115	74.112	24.832	51.526	68.597

#### 19.6. Recebíveis do setor elétrico

Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia possuía recebíveis do setor elétrico no total de R\$ 5.050 (R\$ 3.958 em 31 de dezembro de 2012), dos quais R\$ 4.082 foram classificados no ativo não circulante.

A Companhia fornece combustível para usinas de geração termoeletrica, controladas diretas ou indiretas da Eletrobras, localizadas na região Norte do País. Parte dos custos do fornecimento de combustível para essas térmicas são suportados pelos recursos da Conta de Consumo de Combustível – CCC, gerenciada pela Eletrobras.

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

Os pagamentos relativos ao fornecimento de combustível para os Produtores Independentes de Energia – PIE, empresas criadas com a finalidade de produzir energia exclusivamente para a Amazonas Distribuidora de Energia S.A. - AME, controlada direta da Eletrobras, dependem diretamente do repasse de recursos da AME para aqueles PIE.

Em março de 2013 foi celebrado instrumento particular de confissão de dívida com a AME, tendo a Eletrobras como fiadora, no montante de R\$ 850, a ser amortizado em 60 (sessenta) prestações mensais e sucessivas de R\$ 14, corrigidas pela SELIC.

Cobranças sistemáticas têm sido realizadas, resultando em pagamentos parciais. O saldo desses recebíveis era de R\$ 4.631 (R\$ 3.520 em 31 de dezembro de 2012), dos quais R\$ 3.396 estavam vencidos (R\$ 2.966 em 31 de dezembro de 2012).

Adicionalmente, a Companhia possui contratos com a AME de fornecimento de energia, firmados em 2005 pela controlada Breitener Energética S.A., cujas características configuraram um arrendamento mercantil financeiro das duas usinas termoelétricas, visto que os contratos determinam, entre outras condições, a transferência das usinas para AME ao final do contrato sem indenização (prazo de 20 anos). O saldo desses recebíveis era de R\$ 419 (R\$ 438 em 31 de dezembro de 2012), não havendo valores vencidos.

### 19.7. Contas petróleo e álcool – União Federal

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo da conta era de R\$ 836 (R\$ 835 em 31 de dezembro de 2012) 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.

### 19.8. Remuneração da administração da Companhia

O Plano de Cargos e Salários e de Benefícios e Vantagens da Petrobras e a legislação específica estabelecem os critérios para todas as remunerações atribuídas pela Companhia a seus empregados e dirigentes.

As remunerações de empregados, incluindo os ocupantes de funções gerenciais, e dirigentes da Petrobras relativas ao mês de dezembro de 2013 e 2012 foram as seguintes:

	Expresso em reais	
	2013	2012
<b>Remuneração por empregado</b>		
Menor remuneração	2.430,21	2.324,30
Remuneração média	12.979,59	11.701,22
Maior remuneração	74.962,47	69.051,65
<b>Remuneração por dirigentes da Petrobras (maior)</b>	91.723,46	86.052,59

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



## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

	2013			2012		
	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total
Benefícios de curto prazo	10,0	1,1	11,1	10,0	0,9	10,9
Benefícios de longo prazo (pós-emprego)	0,7	–	0,7	0,6	–	0,6
Remuneração total	10,7	1,1	11,8	10,6	0,9	11,5
Número de membros	7	10	17	7	10	17

No exercício de 2013, os honorários de diretores e conselheiros no consolidado totalizaram R\$ 59,3 (R\$ 56,6 em 2012).

## 20. Provisões para desmantelamento de áreas

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
<b>Passivo não circulante</b>				
Saldo inicial	19.292	8.839	18.391	8.241
Revisão de provisão	(2.051)	10.754	(2.176)	10.472
Utilização por pagamentos	(1.092)	(571)	(1.062)	(571)
Atualização de juros	426	258	412	249
Outros (*)	134	12	(245)	–
Saldo final	16.709	19.292	15.320	18.391

(\*) Inclui valores transferidos para o passivo circulante, classificados como mantidos para venda, conforme nota explicativa 10.

## 21. Tributos

### 21.1. Imposto de renda e contribuição social

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
<b>Ativo circulante</b>				
No país	2.229	2.566	1.468	1.831
No exterior	255	423	–	–
	2.484	2.989	1.468	1.831
<b>Passivo circulante</b>				
No país	369	573	–	–
No exterior	290	131	–	–
	659	704	–	–

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

#### 21.2. Impostos e contribuições

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
<b>Ativo circulante</b>				
Impostos no país:				
ICMS	3.801	3.152	3.125	2.439
PIS/COFINS	4.846	4.657	4.405	4.284
CIDE	46	47	46	46
Outros impostos	353	394	237	236
	9.046	8.250	7.813	7.005
Impostos no exterior	116	148	–	–
	9.162	8.398	7.813	7.005
<b>Ativo não circulante</b>				
Impostos no país:				
ICMS diferido	2.059	1.845	1.981	1.704
PIS e COFINS diferidos	9.831	8.279	8.918	5.745
Outros	684	515	–	–
	12.574	10.639	10.899	7.449
Impostos no exterior	29	34	–	–
	12.603	10.673	10.899	7.449
<b>Passivo circulante</b>				
Impostos no país:				
ICMS	2.727	3.040	2.389	2.725
PIS/COFINS	538	1.004	465	848
CIDE	37	34	37	34
Participação especial/Royalties	5.698	5.363	5.698	5.363
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	600	1.155	544	1.059
Outros	821	735	601	489
	10.421	11.331	9.734	10.518
Impostos no exterior	517	487	–	–
	10.938	11.818	9.734	10.518

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

### 21.3. Imposto de renda e contribuição social diferidos – não circulante

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

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

Consolidado Controladora											
	Imobilizado		Emprésti- mos, contas a receber / pagar e financia- mentos	Arrenda- mentos mercantis financeiros	Provisão para processos judiciais	Prejuízos fiscais	Estoques	Juros sobre capital próprio	Outros <sup>(*)</sup>	Total	Total
	Custo com prospecção	Outros									
Em 1º de janeiro de 2012 <sup>(*)</sup>	(21.336)	(4.132)	(797)	(1.583)	629	644	1.190	887	2.418	(22.080)	(23.326)
Reconhecido no resultado do exercício	(4.542)	(2.518)	1.927	450	131	2.053	(235)	1.268	(756)	(2.222)	(2.431)
Reconhecido no patrimônio líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	3.144	3.144	3.066
Ajuste acumulado de conversão	-	220	(6)	-	(107)	(392)	-	(9)	(455)	(749)	-
Outros	(27)	73	23	(69)	54	(38)	-	-	27	43	(17)
Em 31 de dezembro de 2012 <sup>(*)</sup>	(25.905)	(6.357)	1.147	(1.202)	707	2.267	955	2.146	4.378	(21.864)	(22.708)
Reconhecido no resultado do período	(5.500)	(3.208)	644	(122)	270	7.912	386	1.013	(1.718)	(323)	(1.413)
Reconhecido no patrimônio líquido	-	-	3.037	120	-	162	-	-	(3.501)	(182)	(1.045)
Ajuste acumulado de conversão	-	(157)	12	-	(2)	(58)	(3)	1	(175)	(382)	-
Outros	-	337	(192)	(10)	(18)	988	8	(15)	1.094	2.192	907
Em 31 de dezembro de 2013	(31.405)	(9.385)	4.648	(1.214)	957	11.271	1.346	3.145	78	(20.559)	(24.259)
Impostos diferidos ativos										2.608	-
Impostos diferidos passivos										(24.472)	(22.708)
Em 31 de dezembro de 2012 <sup>(*)</sup>										(21.864)	(22.708)
Impostos diferidos ativos										2.647	-
Impostos diferidos passivos										(23.206)	(24.259)
Em 31 de dezembro de 2013										(20.559)	(24.259)

<sup>(\*)</sup> Reapresentado, conforme nota explicativa 2.3

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

#### b) Realização do imposto de renda e da contribuição

A Administração considera que os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos baseados em projeções efetuadas.

Em 31 de dezembro de 2013, 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
2014	259	238	–	–
2015 em diante	2.388	22.968	–	24.259
Parcela registrada contabilmente	2.647	23.206	–	24.259
País	1.505	–	–	–
Exterior	5.207	–	–	–
Parcela não registrada contabilmente	6.712	–	–	–
Total	9.359	23.206	–	24.259

Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia possuía créditos tributários no exterior não registrados no montante de R\$ 5.207 (R\$ 4.336 em 31 de dezembro de 2012) 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\$ 3.936 (R\$ 2.715 em 31 de dezembro de 2012) e das empresas na Espanha no valor de R\$ 1.271, cujo prazo de prescrição é de 20 anos, a partir da data de sua constituição.

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

Ano	Consolidado											
	2013											
	2030 em diante											Total
Créditos tributários não registrados	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029		
	129	408	185	173	221	14	265	305	383	475	2.649	5.207

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

#### 21.4. 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	
	2013	2012	2013	2012
Lucro antes dos impostos	28.154	27.753	24.821	23.326
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	(9.572)	(9.436)	(8.439)	(7.931)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:				
Juros sobre capital próprio, líquidos	2.974	3.172	2.812	3.018
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	1.347	640	–	–
Incentivos fiscais	127	110	7	6
Prejuízos fiscais	22	(669)	–	–
Exclusões/(Adições) permanentes, líquidas (*)	(395)	(1.107)	4.081	1.967
Créditos de empresas no exterior em fase exploratória	(5)	(4)	–	–
Outros	354	500	126	509
Despesa com imposto de renda e contribuição social	(5.148)	(6.794)	(1.413)	(2.431)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(323)	(2.222)	(1.413)	(2.431)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(4.825)	(4.572)	–	–
	(5.148)	(6.794)	(1.413)	(2.431)
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	18,3%	24,5%	5,7%	10,4%

(\*) Inclui equivalência patrimonial.

#### 22. Benefícios pós emprego

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

	Consolidado			Controladora		
	2013	2012	01.01.2012	2013	2012	01.01.2012
<b>Passivo</b>						
Plano de Pensão Petros	12.515	22.766	12.888	12.025	21.727	12.082
Plano de Pensão Petros 2	284	1.117	1.137	211	1.004	1.049
Plano de saúde AMS	16.397	17.145	15.408	15.661	16.112	14.347
Outros planos	257	298	237			
	29.453	41.326	29.670	27.897	38.843	27.478
Circulante	1.912	1.610	1.427	1.820	1.518	1.341
Não Circulante	27.541	39.716	28.243	26.077	37.325	26.137
	29.453	41.326	29.670	27.897	38.843	27.478

##### 22.1. Plano 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.

## **Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras**

### **Notas explicativas**

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

---

#### **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 BR Distribuidora. O plano está fechado aos empregados admitidos a partir de setembro de 2002.

A avaliação do plano de custeio da Petros é procedida por atuários independentes, em regime de capitalização, para a maioria dos benefícios. As patrocinadoras efetuam contribuições regulares em valores iguais aos valores das contribuições dos participantes (empregados, assistidos e pensionistas), ou seja, de forma paritária.

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

Em 31 de dezembro 2013, os saldos dos Termos de Compromisso Financeiro - TCF, assinados em 2008 pela Companhia e a Petros, totalizavam R\$ 8.232 (R\$ 7.943 na Controladora), dos quais R\$ 490 (R\$ 472 na Controladora), de juros vencem em 2014. 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\$ 6.972, em substituição às Notas do Tesouro Nacional de longo prazo, em julho de 2012.

As contribuições esperadas das patrocinadoras para 2014 são de R\$ 1.068 (R\$ 1.016 na Controladora).

A duração média do passivo atuarial do plano na data base de 31 de dezembro de 2013 é de 12,26 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 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 2013, a contribuição da Companhia para parcela de contribuição definida totalizou R\$ 721 (R\$ 583 na Controladora).

A parcela da contribuição com característica de benefício definido está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2014, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Fundação Petros, que se baseou na recomendação da Consultoria Atuarial da Fundação. Dessa forma, toda contribuição deste período está sendo destinada para conta individual do participante.

As contribuições esperadas das patrocinadoras para 2014 são de R\$ 685 (R\$ 598 na Controladora), referente a parcela de contribuição definida.

A duração média do passivo atuarial do plano na data base em 31 de dezembro de 2013 é de 27,86 anos.

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

#### 22.2. Outros planos

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

#### 22.3. Ativos dos planos de pensão

A estratégia de investimentos para ativos dos planos de benefícios é reflexo de uma visão de longo prazo, de uma avaliação dos riscos inerentes às diversas classes de ativos, bem como da utilização da diversificação como mecanismo de redução de risco da carteira. A carteira de ativos do plano deverá obedecer às normas definidas pelo Conselho Monetário Nacional. Os limites de alocação dos ativos no período entre 2014 a 2018 é de: 30% a 60% em renda fixa, 30% a 50% em renda variável, 3,0% a 8,0% em imóveis, 1,5% a 15% em empréstimos a participantes, 4,0% a 10% em projetos estruturados e de 0,0% a 1% em investimentos no exterior.

A Fundação Petros elabora Políticas de Investimentos para períodos de 5 anos, que são revisadas anualmente. Na última edição da Política de Investimentos (2013-2017), a Petros esclarece que um 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 ativos dos planos de pensão, segregados por categoria, são os seguintes:

Categoria do Ativo	2013				2012	
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	%	Valor justo total	%
Renda fixa	15.283	4.679	19.962	37%	26.138	46%
Títulos privados	–	1.255	1.255		1.763	
Títulos públicos	15.283	–	15.283		20.434	
Outros investimentos	–	3.424	3.424		3.941	
Renda variável	23.781	814	24.595	47%	22.331	39%
Ações à vista	23.781	–	23.781		22.053	
Outros investimentos	–	814	814		278	
Investimentos Estruturados	–	3.680	3.680	7%	3.751	7%
Fundos de Private Equity	–	3.429	3.429		3.533	
Fundos de Venture Capital	–	69	69		79	
Fundos Imobiliários	–	182	182		139	
Imóveis	–	3.251	3.251	6%	2.669	5%
	39.064	12.424	51.488	97%	54.889	97%
Empréstimos a participantes			1.774	3%	1.686	3%
			53.262	100%	56.575	100%

Em 31 de dezembro de 2013, os investimentos incluem ações ordinárias e preferenciais da Petrobras no valor de R\$ 535 e de R\$ 396, respectivamente, e imóveis alugados pela Companhia no valor de R\$ 402.

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 e a BR Distribuidora 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 Cia busca mitigar esse risco por meio de aperfeiçoamento contínuo de seus procedimentos técnicos e administrativos, bem como aprimoramento dos diversos programas oferecidos aos beneficiários.

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

A duração média do passivo atuarial do plano na data base em 31 de dezembro de 2013 é de 20,34 anos.

#### **22.5. Obrigações e despesas líquidas atuariais, calculados por atuários independentes, e valor justo dos ativos dos planos**

As informações de outros planos foram agregadas, uma vez que o total de ativos e obrigações destes planos não são significativos. Todos os planos têm acumulado obrigações de benefícios em excesso aos ativos dos planos.



# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

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

	2013					2012 (*)				
	Planos de pensão		Plano de Saúde	Outros planos	Total	Planos de pensão		Plano de saúde	Outros planos	Total
	Petros	Petros 2	A M S			Petros	Petros 2	A M S		
<b>Movimentação do valor presente das obrigações atuariais</b>										
Obrigação atuarial no início do exercício	78.773	1.612	17.145	371	97.901	61.837	1.464	15.407	304	79.012
Custo dos juros:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
· Com termo de compromisso financeiro	641	-	-	-	641	591	-	-	-	591
· Atuarial	6.610	155	1.586	43	8.394	6.325	167	1.735	14	8.241
Custo do serviço corrente	1.040	311	415	19	1.785	(17)	382	285	14	664
Contribuições de participantes	392	-	-	-	392	383	54	-	-	437
Benefícios pagos	(2.492)	(13)	(786)	(21)	(3.312)	(2.282)	(6)	(709)	(19)	(3.016)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	3.671	(254)	(4.267)	(4)	(854)	(5.464)	(1.374)	(3.397)	(14)	(10.249)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	697	(67)	5	(10)	625	1.420	70	688	12	2.190
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	(24.198)	(955)	2.299	11	(22.843)	15.988	788	3.060	30	19.866
Outros	-	41	-	(55)	(14)	(8)	67	76	30	165
Obrigação atuarial no fim do exercício	65.134	830	16.397	354	82.715	78.773	1.612	17.145	371	97.901
<b>Movimentação no valor justo dos ativos do plano</b>										
Ativos do plano no início do exercício	56.007	495	-	73	56.575	48.950	326	-	65	49.341
Receita de juros	5.291	46	-	9	5.346	5.513	49	-	2	5.564
Contribuições pagas pela empresa	551	-	786	56	1.393	502	43	709	9	1.263
Contribuições de participantes	392	-	-	-	392	383	54	-	-	437
Recebimentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	331	-	-	-	331	321	-	-	-	321
Benefícios pagos	(2.492)	(13)	(786)	(21)	(3.312)	(2.282)	(6)	(709)	(19)	(3.016)
Remensuração: Retorno sobre os ativos excedente a receita de juros	(7.461)	18	-	7	(7.436)	2.617	15	-	3	2.635
Outros	-	-	-	(27)	(27)	3	14	-	13	30
Ativos do plano no fim do exercício	52.619	546	-	97	53.262	56.007	495	-	73	56.575
<b>Valores reconhecidos no balanço patrimonial</b>										
Valor presente das obrigações	65.134	830	16.397	354	82.715	78.773	1.612	17.145	371	97.901
(-) Valor justo dos ativos do plano	(52.619)	(546)	-	(97)	(53.262)	(56.007)	(495)	-	(73)	(56.575)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	12.515	284	16.397	257	29.453	22.766	1.117	17.145	298	41.326
<b>Movimentação do passivo atuarial líquido</b>										
Saldo em 31 de dezembro de 2011						4.260	613	12.960	247	18.080
(+) Adoção do IAS 19						8.628	524	2.448	(10)	11.590
Saldo em 1º de janeiro	22.766	1.117	17.145	298	41.326	12.888	1.137	15.408	237	29.670
(+) Efeitos de remensuração reconhecidos em outros resultados abrangentes	(12.369)	(1.294)	(1.963)	(10)	(15.636)	9.327	(531)	351	26	9.173
(+) Custos incorridos no exercício	3.000	461	2.001	53	5.515	1.374	555	2.094	51	4.074
(-) Pagamento de contribuições	(551)	-	(786)	(56)	(1.393)	(502)	(43)	(709)	(17)	(1.271)
(-) Pagamento do termo de compromisso financeiro	(331)	-	-	-	(331)	(321)	-	-	-	(321)
Outros	-	-	-	(28)	(28)	-	(1)	1	1	1
Saldo em 31 de dezembro	12.515	284	16.397	257	29.453	22.766	1.117	17.145	298	41.326

(\*) Reapresentado, conforme nota explicativa 2.3.

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

### a) Componentes do custo de benefício definido

	2013					2012 (*)				
	Plano de Pensão		Saúde	Outros planos	Total	Plano de Pensão		Saúde	Outros planos	Total
	Petros	Petros 2	AMS			Petros	Petros 2	AMS		
Custo do serviço	1.040	311	415	19	1.785	(17)	382	285	14	664
Juros líquidos sobre Passivo/(Ativo) líquido	1.960	109	1.586	34	3.689	1.403	118	1.735	12	3.268
Outros	–	41	–	–	41	(12)	55	74	25	142
Custo líquido no exercício	3.000	461	2.001	53	5.515	1.374	555	2.094	51	4.074
Relativa a empregados ativos:										
Absorvida no custeio das atividades operacionais	1.284	252	579	7	2.122	424	241	443	8	1.116
Diretamente no resultado	764	203	452	41	1.460	236	302	345	43	926
Relativa aos inativos:	952	6	970	5	1.933	714	12	1.306	–	2.032
Custo líquido no exercício	3.000	461	2.001	53	5.515	1.374	555	2.094	51	4.074

(\*) Reapresentado, conforme nota explicativa 2.3.

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

### b) Análise de sensibilidade

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

	Consolidado					
	Taxa de desconto				Custos Médicos	
	Pensão		Saúde		Saúde	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigação atuarial	(6.299)	7.628	(1.667)	2.026	2.298	(1.906)
Custo do serviço e juros	(279)	327	(109)	130	367	(301)

### c) Premissas atuariais adotadas no cálculo

	2013	2012
Taxa de desconto	12,88% (1) / 12,97% (2) / 12,90% (3)	9,35% (1) (2) / 9,42% (3)
Taxa de crescimento salarial	8,03% (1) / 10,21% (2)	7,62% (1) / 9,51% (2)
Taxa de rotatividade dos planos de saúde	0,590% a.a (4)	0,700% a.a (4)
Taxa de rotatividade dos planos de pensão	Nula	Nula
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	11,62% a 4,09%a.a (5)	11,74% a 4,11%a.a (5)
Tábua de mortalidade	AT 2000 Básica, específica por sexo e suavizada em 20% (6)	AT 2000 por sexo, suavizada em 30% para o sexo feminino(6)
Tábua de invalidez	TASA 1927 (7)	TASA 1927 (7)
Tábua de mortalidade de inválidos	Winklevoss por sexo suavizada em 20% (8)	Winklevoss por sexo suavizada em 20% (8)

(1) Plano Petros Sistema Petrobras.

(2) Plano Petros 2

(3) Plano AMS.

(4) Rotatividade média que varia de acordo com a idade e tempo de serviço. Em 2013, exceto para a BR (1,247%) e para a Liquigas (8,546%).

(5) Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo.

(6) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foi aplicada a Tábua de Mortalidade AT 2000 (80% masculino + 20% feminino) suavizada em 10%.

(7) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foi utilizada a Tábua de invalidez Álvaro Vindas.

(8) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foram aplicadas as Tábuas de mortalidade de inválidos IAPB 1957 (2013) e AT 49 Masculina (2012).

### d) Perfil de vencimento da obrigação

	2013				
	Plano de Pensão		Saúde	Outros planos	Total
	Petros	Petros 2	AMS		
Até 1 Ano	4.018	27	836	8	4.889
De 1 A 2 Anos	3.939	32	856	7	4.834
De 2 A 3 Anos	3.852	34	851	4	4.741
De 3 A 4 Anos	3.747	35	886	4	4.672
Acima de 4 Anos	49.578	702	12.968	331	63.579
Total	65.134	830	16.397	354	82.715

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

#### 22.6. Outros planos de contribuição definida

A Petrobras por meio de suas controladas no país e no exterior também patrocina planos de aposentadoria aos empregados de contribuição definida. As contribuições pagas no exercício de 2013, reconhecidas no resultado, totalizaram R\$ 7.

#### 23. 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 antes da participação de empregados e administradores e do resultado atribuível aos acionistas não controladores.

No exercício de 2013, a Companhia, fundamentada nas premissas sob referência, provisionou R\$ 1.102 de PLR (R\$ 1.005 em 2012), conforme a seguir:

	2013
Lucro líquido do exercício	23.007
Participação nos lucros ou resultados	1.102
Lucro antes das participações - base de cálculo	24.109
Percentual estabelecido	4,5%
Participação nos lucros ou resultados	1.085
Participação nos lucros ou resultados de Empresas no Brasil	1.085
Participação nos lucros ou resultados de Empresas no Exterior	17
	1.102

A Companhia está em negociação com as entidades sindicais em busca de uma nova metodologia para regramento da PLR conforme antecipado durante o Acordo Coletivo de Trabalho 2013.

#### 24. Patrimônio líquido

##### 24.1. Capital social realizado

Em 31 de dezembro de 2013, o capital subscrito e integralizado no valor de R\$ 205.411 está representado por 7.442.454.142 ações ordinárias e 5.602.042.788 ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

##### Aumento de capital com reservas em 2013

A Assembleia Geral Extraordinária, realizada em conjunto com a Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, em 29 de abril de 2013, aprovou o aumento do capital social da Companhia de R\$ 205.392 para R\$ 205.411, mediante a capitalização de reservas de lucros de incentivos fiscais constituídas em 2012, no montante de R\$ 19, em atendimento ao artigo 35, parágrafo 1º, da Portaria nº 2.091/07 do Ministro do Estado da Integração Nacional. Essa capitalização foi efetivada sem a emissão de novas ações, de acordo com o artigo 169, parágrafo 1º, da Lei nº 6.404/76.

# **Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras**

## **Notas explicativas**

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

---

### **Aumento de capital com reservas em 2014**

A Administração da Petrobras está propondo à Assembleia Geral Extraordinária, a ser realizada em conjunto com a Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2014, o aumento do capital social da Companhia de R\$ 205.411 para R\$ 205.432, mediante a capitalização de reservas de lucros de incentivos fiscais constituídas em 2013, no montante de R\$ 21.

### **24.2. Contribuição adicional 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.

### **24.3. Reservas de lucros**

#### **a) Reserva legal**

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

#### **b) Reserva estatutária**

Constituída mediante a apropriação do lucro líquido de cada exercício de um montante equivalente a, no mínimo, 0,5% do capital social integralizado no fim do exercício e destina-se ao custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo desta reserva não pode exceder a 5% do capital social integralizado, de acordo com o artigo 55 do Estatuto Social da Companhia.

#### **c) Reserva de incentivos fiscais**

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

No exercício de 2013, foram destinados do resultado R\$ 21 de incentivo para subvenção de investimentos no âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM), referentes à realização de parte dos depósitos para reinvestimentos com recursos do imposto de renda.

#### **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.

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

O Conselho de Administração está propondo a manutenção no patrimônio líquido, em reserva de retenção de lucros, do montante de R\$ 11.745, que se destina a atender parcialmente o programa anual de investimentos estabelecidos no orçamento de capital do exercício de 2014, a ser deliberado em Assembleia Geral de Acionista de 2014.

#### 24.4. Ajuste de avaliação patrimonial

##### a) Ajuste acumulado de conversão

Diferenças de conversão para real das demonstrações contábeis de investidas com moeda funcional diferente da Controladora.

##### b) Outros resultados abrangentes

Variações de valor justo envolvendo ativos financeiros disponíveis para venda, hedge de fluxo de caixa e com remensurações do passivo atuarial líquido.

#### 24.5. Dividendos

Os acionistas terão direito, em cada exercício, aos dividendos, que não poderão ser inferiores a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações, rateado pelas ações em que se dividir o capital da Companhia.

As ações preferenciais têm prioridade no caso de reembolso do capital e 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.

A proposta do dividendo relativo ao exercício de 2013, que está sendo encaminhada pela Administração da Petrobras à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral Ordinária de 2014, no montante de R\$ 9.301, atende aos direitos garantidos estatutariamente às ações preferenciais e distribui às ações ordinárias o dividendo mínimo calculado sobre o lucro básico. Esse dividendo proposto alcançou 41,85% do lucro básico porque o direito dos preferencialistas, de prioridade de 3% da parcela do patrimônio líquido representativa das ações preferenciais, superou o dividendo mínimo equivalente a 25% sobre o lucro básico.

Demonstração do lucro básico para cálculo dos dividendos:

	2013	2012
Lucro líquido do exercício (Controladora)	23.408	20.895
Apropriação:		
Reserva legal	(1.170)	(1.045)
Reserva de incentivos fiscais	(21)	(19)
Outras reversões/adições:	10	11
Lucro básico para determinação do dividendo	22.227	19.842
Dividendos propostos, equivalente a 41,85% do lucro básico - R\$ 0,5217 por ação ordinária e R\$ 0,9672 por ação preferencial (44,73% em 2012, R\$ 0,47 por ação ordinária e R\$ 0,96 por ação preferencial) composto de:		
Juros sobre o capital próprio	9.301	8.876
Total de dividendos propostos	9.301	8.876
Menos:		
Juros sobre o capital próprio pagos antecipadamente	–	(2.609)
Atualização dos juros sobre o capital próprio antecipados	–	(113)
Saldo de dividendos propostos	9.301	6.154

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

Os juros sobre o capital próprio serão disponibilizados na data que vier a ser fixada em Assembleia Geral Ordinária, e terá os seus valores atualizados monetariamente, a partir de 31 de dezembro de 2013 até a data de início do pagamento, de acordo com a variação da taxa SELIC.

Os juros sobre o capital próprio estão sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte de 15%, exceto para os acionistas imunes e isentos, conforme estabelecido na Lei nº 9.249/95. Esses juros foram imputados aos dividendos do exercício, na forma prevista no Estatuto Social da Companhia, contabilizados no resultado, conforme requerido pela legislação fiscal, e foram revertidos contra lucros acumulados, conforme determina a Deliberação CVM nº 207/96, resultando em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social no montante de R\$ 3.162 (R\$ 3.018 em 2012).

### 24.6. Lucro por ação

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	23.570	21.182	23.408	20.895
Média ponderada da quantidade de ações ordinárias e preferenciais em circulação ( nº. Ações)	13.044.496.930	13.044.496.930	13.044.496.930	13.044.496.930
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária e preferencial (R\$ por ação)	1,81	1,62	1,79	1,60

### 25. Receita de vendas

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
Receita bruta de vendas	370.652	344.976	299.143	276.935
Encargos de vendas	(65.762)	(63.597)	(61.738)	(59.589)
Receita de vendas (*)	304.890	281.379	237.405	217.346
Mercado interno	229.259	196.715	205.644	176.649
Exportações	32.767	43.127	31.761	40.697
Vendas internacionais (**)	42.864	41.537	–	–

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

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

### 26. Outras despesas operacionais, líquidas

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(2.032)	(1.678)	(1.914)	(1.619)
Plano de pensão e saúde (inativos)	(1.933)	(2.032)	(1.839)	(1.915)
Relações institucionais e projetos culturais	(1.790)	(1.518)	(1.588)	(1.354)
Ajuste ao valor de mercado dos estoques	(1.269)	(1.465)	(382)	(420)
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(1.238)	(281)	58	(70)
Acordo coletivo de trabalho	(957)	(902)	(856)	(798)
(Perdas) / Ganhos c/ processos judiciais, administrativos e arbitrais	(505)	(1.392)	(949)	(1.014)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(482)	(568)	(461)	(531)
Resultado com alienação / baixa de ativos	3.877	(17)	130	(104)
Gastos/Ressarcimentos com operações em parcerias de E&P	522	545	525	472
Subvenções e assistências governamentais	392	755	67	54
Outros	561	358	91	54
	(4.854)	(8.195)	(7.118)	(7.245)

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

### 27. Despesas por natureza

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
Matérias-primas e produtos para revenda	(129.705)	(114.152)	(98.056)	(88.715)
Participação governamental	(31.301)	(31.301)	(30.388)	(30.398)
Gastos com pessoal	(27.551)	(23.625)	(22.095)	(18.611)
Depreciação, depleção e amortização	(28.467)	(21.766)	(21.474)	(15.738)
Variação dos estoques	3.618	1.297	2.614	2.479
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(48.893)	(47.133)	(45.113)	(42.589)
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	(4.169)	(5.628)	(4.040)	(5.268)
Tributárias	(1.721)	(760)	(949)	(338)
(Perdas)/Ganhos com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(505)	(1.392)	(949)	(1.014)
Relações institucionais e projetos culturais	(1.790)	(1.518)	(1.588)	(1.354)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(2.032)	(1.678)	(1.914)	(1.619)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(482)	(568)	(461)	(531)
Ajuste ao valor de mercado dos estoques	(1.269)	(1.465)	(382)	(420)
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(1.238)	(281)	58	(70)
Resultado com alienação / baixa de ativos	3.877	(17)	130	(104)
	(271.628)	(249.987)	(224.607)	(204.290)
Custo dos produtos e serviços vendidos	(233.726)	(210.472)	(186.742)	(167.882)
Despesas com vendas	(10.601)	(9.604)	(12.964)	(11.819)
Despesas gerais e administrativas	(10.751)	(9.842)	(7.481)	(6.843)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(6.445)	(7.871)	(6.056)	(7.131)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(2.428)	(2.238)	(2.389)	(2.217)
Tributárias	(1.721)	(760)	(949)	(338)
Outras receitas e despesas operacionais, líquidas	(4.854)	(8.195)	(7.118)	(7.245)
Participação nos lucros ou resultados	(1.102)	(1.005)	(908)	(815)
	(271.628)	(249.987)	(224.607)	(204.290)

### 28. Resultado financeiro líquido

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
Variações cambiais e monetárias s/ endividamento líquido (*)	(3.648)	(6.585)	(2.128)	(4.164)
Despesa com endividamentos	(11.878)	(10.067)	(8.062)	(5.882)
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	2.784	3.322	2.453	3.618
Resultado financeiro sobre endividamento líquido	(12.742)	(13.330)	(7.737)	(6.428)
Encargos financeiros capitalizados	8.500	7.430	6.540	5.378
Ganhos (perdas) com instrumentos derivativos	(408)	(89)	(40)	90
Resultado com títulos e valores mobiliários	(217)	1.862	699	2.019
Outras despesas e receitas financeiras líquidas	(732)	834	(723)	748
Outras variações cambiais e monetárias líquidas	(603)	(430)	(810)	(118)
Resultado financeiro líquido	(6.202)	(3.723)	(2.071)	1.689
Receitas	3.911	7.241	3.778	6.928
Despesas	(5.795)	(3.950)	(2.855)	(957)
Variações cambiais e monetárias, líquidas	(4.318)	(7.014)	(2.994)	(4.282)

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



## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

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

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
Valores pagos durante o período				
Imposto de renda e contribuição social	2.650	2.170	28	24
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	3.704	3.905	3.171	3.339
Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa				
Aquisição de imobilizado a prazo	458	371	–	–
Contrato com transferência de benefícios, riscos e controles de bens	–	–	1.725	–
Provisão (reversão) para desmantelamento de áreas	(1.431)	10.720	(1.958)	10.481

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

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

## 30. Informações por segmento

### Ativo Consolidado por Área de Negócio - 31.12.2013

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Bio-combustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
Circulante	13.826	44.659	9.052	181	5.755	11.922	50.702	(12.746)	123.351
Não circulante	343.903	171.111	55.847	2.622	12.238	30.532	16.157	(2.794)	629.616
Realizável a longo prazo	14.643	10.278	4.341	5	5.277	4.655	7.422	(2.621)	44.000
Investimentos	219	5.429	1.755	2.097	14	5.883	218	–	15.615
Imobilizado	296.846	155.080	48.919	520	6.260	18.671	7.757	(173)	533.880
Em operação	212.914	75.697	39.118	480	4.707	8.882	5.415	(173)	347.040
Em construção	83.932	79.383	9.801	40	1.553	9.789	2.342	–	186.840
Intangível	32.195	324	832	–	687	1.323	760	–	36.121
Ativo	357.729	215.770	64.899	2.803	17.993	42.454	66.859	(15.540)	752.967

### Ativo Consolidado por Área de Negócio - 31.12.2012

Circulante	13.415	41.610	7.377	239	6.490	7.186	55.956	(14.172)	118.101
Não circulante	296.049	145.033	50.255	2.311	10.125	30.829	17.333	(1.004)	550.931
Realizável a longo prazo	9.727	9.112	2.991	33	3.785	4.295	9.592	(1.004)	38.531
Investimentos	164	5.920	2.371	1.757	31	1.915	319	–	12.477
Imobilizado	210.029	129.686	44.108	521	5.585	22.237	6.550	–	418.716
Em operação	131.714	59.930	37.000	485	4.212	13.925	4.572	–	251.838
Em construção	78.315	69.756	7.108	36	1.373	8.312	1.978	–	166.878
Intangível	76.129	315	785	–	724	2.382	872	–	81.207
Ativo	309.464	186.643	57.632	2.550	16.615	38.015	73.289	(15.176)	669.032

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

### Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 2013

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Bio-combustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	147.281	239.363	30.011	832	89.081	35.062	–	(236.740)	304.890
Intersegmentos	144.809	82.000	2.558	693	2.126	4.554	–	(236.740)	–
Terceiros	2.472	157.363	27.453	139	86.955	30.508	–	–	304.890
Custo dos produtos vendidos	(73.917)	(258.057)	(26.124)	(926)	(80.969)	(29.951)	–	236.218	(233.726)
Lucro bruto	73.364	(18.694)	3.887	(94)	8.112	5.111	–	(522)	71.164
Despesas	(8.949)	(8.205)	(2.543)	(221)	(5.241)	(1.220)	(10.615)	194	(36.800)
Vendas, gerais e administrativas	(957)	(5.990)	(2.360)	(119)	(5.218)	(1.855)	(5.201)	348	(21.352)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(6.057)	–	–	–	–	(388)	–	–	(6.445)
Pesquisa e desenvolvimento	(1.110)	(525)	(123)	(36)	(4)	(6)	(624)	–	(2.428)
Tributárias	(538)	(360)	(174)	(2)	(40)	(297)	(310)	–	(1.721)
Outras	(287)	(1.330)	114	(64)	21	1.326	(4.480)	(154)	(4.854)
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	64.415	(26.899)	1.344	(315)	2.871	3.891	(10.615)	(328)	34.364
Resultado financeiro líquido	–	–	–	–	–	–	(6.202)	–	(6.202)
Resultado de participações em investimentos	4	159	532	(44)	4	366	74	–	1.095
Participação nos lucros ou resultados	(381)	(284)	(48)	(2)	(85)	(31)	(271)	–	(1.102)
Lucro antes dos impostos	64.038	(27.024)	1.828	(361)	2.790	4.226	(17.014)	(328)	28.155
Imposto de renda e contribuição social	(21.772)	9.242	(441)	107	(947)	(451)	9.001	113	(5.148)
Lucro líquido (Prejuízo)	42.266	(17.782)	1.387	(254)	1.843	3.775	(8.013)	(215)	23.007
Atribuível aos:									
Acionistas da Petrobras	42.213	(17.764)	1.256	(254)	1.843	3.648	(7.157)	(215)	23.570
Acionistas não controladores	53	(18)	131	–	–	127	(856)	–	(563)
	42.266	(17.782)	1.387	(254)	1.843	3.775	(8.013)	(215)	23.007

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

### Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 2012

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Bio-combustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	145.573	227.643	23.209	895	79.601	34.985	–	(230.527)	281.379
Intersegmentos	143.873	74.166	2.503	719	1.724	7.542	–	(230.527)	–
Terceiros	1.700	153.477	20.706	176	77.877	27.443	–	–	281.379
Custo dos produtos vendidos	(65.651)	(253.895)	(19.010)	(945)	(72.316)	(27.499)	–	228.844	(210.472)
Lucro bruto	79.922	(26.252)	4.199	(50)	7.285	7.486	–	(1.683)	70.907
Despesas	(10.708)	(7.916)	(2.108)	(200)	(4.489)	(3.746)	(9.641)	298	(38.510)
Vendas, gerais e administrativas	(963)	(5.935)	(1.896)	(125)	(4.373)	(1.805)	(4.647)	298	(19.446)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(7.114)	–	–	–	–	(757)	–	–	(7.871)
Pesquisa e desenvolvimento	(1.057)	(444)	(74)	(67)	(5)	(1)	(590)	–	(2.238)
Tributárias	(103)	(128)	(116)	(2)	(24)	(219)	(168)	–	(760)
Outras	(1.471)	(1.409)	(22)	(6)	(87)	(964)	(4.236)	–	(8.195)
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	69.214	(34.168)	2.091	(250)	2.796	3.740	(9.641)	(1.385)	32.397
Resultado financeiro líquido	–	–	–	–	–	–	(3.723)	–	(3.723)
Resultado de participações em investimentos	(3)	(205)	378	(52)	2	(31)	(5)	–	84
Participação nos lucros ou resultados	(342)	(267)	(38)	(2)	(83)	(29)	(244)	–	(1.005)
Lucro antes dos impostos	68.869	(34.640)	2.431	(304)	2.715	3.680	(13.613)	(1.385)	27.753
Imposto de renda e contribuição social	(23.417)	11.709	(698)	86	(922)	(2.244)	8.222	470	(6.794)
Lucro líquido (Prejuízo)	45.452	(22.931)	1.733	(218)	1.793	1.436	(5.391)	(915)	20.959
Atribuível aos:									
Acionistas da Petrobras	45.446	(22.931)	1.638	(218)	1.793	1.305	(4.936)	(915)	21.182
Acionistas não controladores	6	–	95	–	–	131	(455)	–	(223)
	45.452	(22.931)	1.733	(218)	1.793	1.436	(5.391)	(915)	20.959

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

### Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio Internacional

#### Demonstração do resultado

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

#### Demonstração do resultado

							2012
	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	10.468	17.533	1.175	10.133	–	(4.324)	34.985
Intersegmentos	7.472	4.290	73	31	–	(4.324)	7.542
Terceiros	2.996	13.243	1.102	10.102	–	–	27.443
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	4.702	(831)	262	141	(567)	33	3.740
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	2.509	(816)	243	132	(796)	33	1.305

#### Ativo consolidado por área de negócio internacional

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Em 31.12.2013	31.989	6.213	1.411	2.542	4.613	(4.314)	42.454
Em 31.12.2012	30.817	4.913	1.551	2.217	2.958	(4.441)	38.015

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

## 31. Processos judiciais e contingências

Os processos judiciais provisionados e não provisionados, além dos depósitos judiciais, são apresentados a seguir.

### 31.1. Processos judiciais provisionados

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

Os valores provisionados são os seguintes:

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
<b>Passivo não circulante</b>				
Processos trabalhistas	1.332	687	1.164	542
Processos fiscais	221	696	71	20
Processos cíveis	1.276	1.050	1.032	857
Processos ambientais	62	128	13	85
Outros processos	27	24	–	–
	<b>2.918</b>	<b>2.585</b>	<b>2.280</b>	<b>1.504</b>
	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
Saldo inicial	2.585	2.041	1.504	1.015
Adições, líquidas (*)	841	1.256	1.159	880
Utilização por pagamentos	(542)	(859)	(455)	(590)
Atualização de juros	166	199	148	199
Outros	(132)	(52)	(76)	–
Saldo final	<b>2.918</b>	<b>2.585</b>	<b>2.280</b>	<b>1.504</b>

(\*) Contempla reversão de provisões para contingências fiscais, em decorrência da adesão ao REFIS, conforme nota explicativa 31.5.

### 31.2. Depósitos judiciais

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

	Consolidado		Controladora	
	2013	2012	2013	2012
<b>Ativo não circulante</b>				
Trabalhistas	2.067	1.775	1.825	1.611
Fiscais	2.348	2.283	1.686	1.708
Cíveis	1.240	1.302	1.120	1.215
Ambientais	195	142	195	142
Outros	16	8	–	–
	<b>5.866</b>	<b>5.510</b>	<b>4.826</b>	<b>4.676</b>

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

#### 31.3. Processos judiciais não provisionados – Consolidado

<b>Natureza</b>	<b>Estimativa</b>
Fiscais	71.203
Cíveis - Gerais	5.847
Trabalhistas	5.628
Cíveis - Ambientais	2.924
Outras	5
	<b>85.607</b>

Os quadros a seguir detalham as principais causas de natureza fiscal, cível e ambiental, cujas expectativas de perdas estão classificadas como possível. O montante decorrente dos processos de natureza trabalhista é composto por um número elevado de causas individuais, desta forma, não foram detalhados nos quadros a seguir.

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

### a) Processos de natureza fiscal

Descrição dos processos de natureza fiscal	Estimativa
<b>Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil</b>	
1) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL e multa sobre a repactuação do Plano Petros. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	4.596
2) Lucro de controladas e coligadas domiciliadas no exterior, nos exercícios de 2005, 2006, 2007, 2008 e 2009, não incluso na base de cálculo do IRPJ e CSLL. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	4.732
3) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL de despesas diversas incorridas em 2007 e 2008 relacionadas a benefícios empregatícios e PETROS. Situação atual: A questão está sendo discutida no âmbito de três processos na instância administrativa.	1.842
4) Não recolhimento de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF e Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE sobre remessas para pagamentos de afretamentos de plataformas. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	13.519
5) Não recolhimento da CIDE em operações de importação de nafta. Situação atual: A questão está sendo discutida no âmbito administrativo.	3.638
6) Não recolhimento da CIDE-Combustível no período de março de 2002 a outubro de 2003 em transações com distribuidoras e postos de combustíveis detentores de medidas judiciais liminares que determinavam a venda sem repasse do referido tributo. Situação atual: A questão foi judicializada, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	1.515
7) Não recolhimento de IOF sobre operações de mútuos com a PIFCO, BRASOIL e BOC nos exercícios de 2007, 2008 e 2009. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e de recursos na esfera administrativa.	5.709
8) Não recolhimento de IRRF sobre remessas ao exterior para pagamento de importação de petróleo. Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa e judicial, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos.	4.034
9) Não homologação de compensação por falta de cumprimento de obrigação acessória. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e de recurso na esfera administrativa.	4.246
<b>Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados AM, BA, DF, ES, PA, PE e RJ</b>	
10) Não recolhimento de ICMS nas vendas de petróleo e gás apurada mediante diferença na medição inicial e final de estoques. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa diversas, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	3.855
<b>Autor: Secretaria da Fazenda do Estado do Rio de Janeiro</b>	
11) ICMS em operações de saída de Líquido de Gás Natural – LGN sem emissão de documento fiscal, no âmbito do estabelecimento centralizador. Situação atual: A questão envolve processos que tramitam no âmbito administrativo, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	3.200
12) Não recolhimento de ICMS nas operações de venda de querosene de aviação, em razão da declaração de inconstitucionalidade do Decreto 36.454/2004. Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa e judicial, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos.	1.808
<b>Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo</b>	
13) Afastamento de cobrança de ICMS e multa na importação de sonda de perfuração – admissão temporária em São Paulo e desembarço no Rio de Janeiro e multa pelo descumprimento de obrigações acessórias. Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa e judicial, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos.	4.500
<b>Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Marataízes, Linhares, Vila Velha, Vitória e Maragogipe.</b>	
14) Falta de retenção e recolhimento de imposto incidente sobre serviços prestados em águas marítimas (ISSQN) em alguns municípios localizados no Estado do Espírito Santo, apesar da Petrobras ter realizado a retenção e o recolhimento desse imposto aos cofres dos municípios onde estão estabelecidos os respectivos prestadores de serviços, em conformidade com a Lei Complementar n.º 116/03.	



## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa e judicial, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos. 2.163

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

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

Situação atual: A questão envolve processos em fase judicial diversas, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos. 959

16) Processos diversos de natureza fiscal 10.887

71.203

### **b) Processos de natureza cível – gerais**

**Descrição dos processos de natureza cível** Estimativa

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

1) Processo judicial que discute diferença de participação especial nos campos da bacia de Campos. Inclui, também, processo judicial que discute multa por descumprimento de programas exploratórios mínimos e processos administrativos que discutem multas por supostas irregularidades nos sistemas de medição em plataformas.

Situação atual: As questões envolvem processos em fase administrativa e judicial diversas, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos. 2.934

2) Processos diversos de natureza cível 2.913

Total de processos de natureza cível 5.847

### **c) Processos de natureza ambiental**

**Descrição dos processos de natureza ambiental** Estimativa

#### **Autores: 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. 1.790

2) Processos diversos de natureza ambiental 1.134

Total de processos de natureza ambiental 2.924

## **31.4. Contingências Ativas**

### **31.4.1. Ação judicial nos Estados Unidos - P-19 e P-31**

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

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

A Brasoil, Petrobras e as Seguradoras formularam os pedidos de encerramento dos processos no Brasil, o que foi deferido em primeira e segunda instância, mas que, no momento, aguarda decisão do Superior Tribunal de Justiça, onde se encontra em razão de recurso apresentado pela construtora das plataformas.

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

A Companhia vem intensificando as medidas para encerramento das ações, cujo valor da indenização é de aproximadamente US\$ 245 milhões.

#### 31.4.2. Recuperação de PIS e COFINS

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

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

Em 18 de novembro de 2010, o Superior Tribunal de Justiça julgou procedente a ação da Petrobras, ajuizada em 2006 para recuperar os valores de COFINS do período de janeiro de 2003 a janeiro de 2004. Após o trânsito em julgado da ação, a Companhia reconheceu o valor de R\$ 497 (R\$ 349 na controladora) como impostos a recuperar no ativo não circulante.

Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia possui R\$ 2.285 (R\$ 2.202 na Controladora) relativos a estas ações que ainda não estão refletidos nas informações contábeis em virtude da ausência de decisão favorável definitiva.

#### 31.5. Adesão ao Programa de Recuperação Fiscal (REFIS)

A Companhia aderiu em dezembro de 2013 ao Programa de Recuperação Fiscal (REFIS) aproveitando-se dos benefícios advindos das Leis nºs. 11.941/2009 e 12.249/2010, cujos prazos foram reabertos pela Lei nº 12.865/2013.

O débitos incluídos no REFIS referem-se as autuações fiscais relativas aos tributos CIDE, II, IPI, IOF, IRRF e COFINS. Com a adesão ao programa, a Companhia desistiu das respectivas ações judiciais e administrativas de contestação dos débitos. O desembolso efetivo foi de R\$ 1.297, além da solicitação para utilização de depósitos judiciais de R\$ 39, totalizando o montante de R\$1.336.

A adesão ao REFIS resultou em uma economia tributária de R\$ 983, em razão dos descontos de multas e juros previstos na legislação. A seguir são apresentados os valores reconhecidos no resultado do exercício, que incluem a reversão de provisões relativas às contingências fiscais prováveis anteriormente constituídas:

	Consolidado 2013
Despesa tributária	(675)
Resultado financeiro líquido	(661)
	(1.336)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas (*)	772
Imposto de renda e contribuição social	178
	(386)

(\*) reversão da provisão para contingências com processos judiciais.

As exigências previstas na legislação foram atendidas, restando apenas a homologação, pela Receita Federal do Brasil e Procuradoria Geral da Fazenda Nacional, dos pagamentos realizados para encerramento dos processos.

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

A Petrobras assinou contrato com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB, tendo por objetivo a compra de um total de 201,9 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural ao longo de sua vigência, comprometendo-se a comprar volumes mínimos anuais a um preço calculado segundo fórmula atrelada ao preço do óleo combustível. O contrato tem vigência inicial até 2019, que será prorrogada até que todo o volume contratado seja consumido.

Em 31 de dezembro de 2013, o compromisso de compra mínima para o período de 2014 até 2020 é de aproximadamente 52,7 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural equivalente a 24,06 milhões de m<sup>3</sup> por dia, que corresponde a um valor total estimado de US\$ 15,17 bilhões.

## **33. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo**

A Petrobras concedeu garantias à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP no total de R\$ 7.983 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, permanecendo em vigor R\$ 7.235 líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, R\$ 4.552 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e R\$ 2.683 referem-se a garantias bancárias.

## **34. Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros derivativos**

A Petrobras está exposta a uma série de riscos decorrentes de suas operações, tais como: risco de mercado relacionado aos preços do petróleo e derivados, às taxas cambiais e de juros, riscos de crédito e de liquidez.

### **34.1. Gerenciamento dos riscos**

A gestão de PETROBRAS é realizada por seus diretores, segundo uma política corporativa de gerenciamento de riscos. Esta política visa contribuir para um balanço adequado entre os seus objetivos de crescimento e retorno e seu nível de exposição a riscos, quer inerentes ao próprio exercício das suas atividades, quer decorrentes do contexto em que ela opera, de modo que, através da alocação efetiva dos seus recursos físicos, financeiros e humanos, a Companhia possa atingir suas metas estratégicas.

### **34.2. Risco de mercado**

#### **34.2.1. Gerenciamento de risco de preços de petróleo e derivados**

A Petrobras mantém, preferencialmente, a exposição ao ciclo de preços, não utilizando derivativos para a proteção de operações de compra ou venda de mercadorias cujo objetivo é atender às necessidades operacionais da Companhia.

As operações com derivativos limitam-se à proteção dos resultados esperados das transações realizadas no exterior, usualmente de curto prazo, acompanhando os prazos das operações comerciais.

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

### a) Valor de referência (nocional), valor justo e garantias dos derivativos de petróleo e derivados

	Consolidado				
	Valor nocional (em mil bbl)*		Valor justo**		Vencimento
Balço patrimonial	2013	2012	2013	2012	
Contratos Futuros	10.224	(3.380)	(48)	(36)	2014
Compromissos de compra	52.267	16.500	–	–	
Compromissos de venda	(42.043)	(19.880)	–	–	
Contratos de Opções	–	(2.050)	–	(3)	2014
Compra	–	(1.080)	–	(2)	
Posição titular	2.200	3.204	–	–	
Posição lançadora	(2.200)	(4.284)	–	–	
Venda	–	(970)	–	(1)	
Posição titular	1.869	2.029			
Posição lançadora	(1.869)	(2.999)			
Total registrado em outros ativos e passivos circulantes			(48)	(39)	

\* Valor de Referência (Nocional) negativo representa posição vendida.

\*\* Os valores justos negativos foram contabilizados no passivo e os positivos no ativo.

<b>Resultado financeiro</b>	Consolidado	
	2013	2012
Ganho / (Perda) registrada no resultado do período	(250)	(192)

<b>Garantias dadas como colaterais</b>	Consolidado	
	2013	2012
Constituídas geralmente de depósitos	335	211

### b) Análise de sensibilidade de derivativos de petróleo e derivados

O cenário provável é o valor justo em 31 de dezembro de 2013, os cenários possível e remoto consideram a deterioração dos preços na variável de risco de 25% e 50%, respectivamente, em relação a mesma data.

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

Petróleo e derivados	Risco	Consolidado		
		Provável em 31.12.2013	Possível (Δ de 25%)	Remoto (Δ de 50%)
Petróleo	Derivativo (baixa do petróleo WTI)	(54)	(438)	(814)
	Estoque (alta do petróleo WTI)	38	414	789
		(16)	(24)	(25)
Diesel	Derivativo (baixa do Diesel)	16	(77)	(168)
	Estoque (alta do Diesel)	(18)	73	165
		(2)	(4)	(3)
Gasolina	Derivativo (alta da gasolina)	(2)	(23)	(43)
	Estoque (baixa da gasolina)	8	26	44
		6	3	1
Óleo Combustível	Derivativo (alta do óleo Combustível)	(2)	(116)	(228)
	Estoque (baixa do óleo Combustível)	7	119	231
		5	3	3
Propano	Derivativo (alta do Propano)	(5)	(65)	(125)
	Estoque (baixa do Propano)	2	62	121
		(3)	(3)	(4)

### c) Derivativos embutidos – Venda de etanol

A Companhia celebrou em 08 de março de 2013 aditivo ao contrato de venda de etanol hidratado, acarretando alterações nas cláusulas de preço e de quantidade. A definição de preço de cada carregamento de etanol hidratado entregue a partir deste aditivo de contrato baseia-se no preço do próprio etanol vendido no mercado brasileiro (ESALQ) adicionado de uma margem. Por esta razão, o derivativo embutido presente no contrato inicial deixou de existir após o aditivo.

Os valores de referência (nocional), justo e a análise de sensibilidade do *swap* encontram-se abaixo:

Contrato a Termo	Valor nocional (em mil m³)	Valor justo		Análise de sensibilidade em 31.12.2013			
		2013	2012	Risco	Provável	Possível (Δ de 25%)	Remoto (Δ de 50%)
Posição comprada (vencimento em 2015)				Queda no spread			
			74 Nafta X Etanol				

Resultado financeiro	2013	2012
Ganho / (Perda) registrado no resultado do período	(73)	22

### 34.2.2. 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 de proteções naturais (*hedges naturais*), beneficiando-se das correlações entre suas receitas e despesas. 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.

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

### a) Contabilidade de *hedge*

#### i) *Hedge* de fluxo de caixa envolvendo as exportações da Companhia

A partir de meados de maio de 2013, a Companhia designou formalmente relações de *hedge* para contabilizar os efeitos da proteção natural que parte de suas obrigações em dólares produz contra o risco cambial ao qual parte das suas receitas futuras de exportações em dólares está exposta. O risco cambial em questão refere-se ao risco de variação das taxas de câmbio spot e as exportações protegidas são as tidas como altamente prováveis.

A relação de *hedge* entre o valor nominal das dívidas e das exportações foi estabelecida na proporção de 1 para 1 de forma que parte do total a ser exportado em cada mês será tido como objeto de uma relação de *hedge* individual, protegida por partes dos endividamentos da Petrobras em US\$ com terceiros. As dívidas possuem vencimentos variados com um prazo médio de vencimento de aproximadamente 7,1 anos.

Os valores de referência (principal), valor justo em 31 de dezembro de 2013, além dos efeitos de variação cambial registrados no patrimônio líquido, são apresentados a seguir:

Instrumento de hedge	Objeto de hedge	Tipo de risco protegido	Período de proteção	Valor dos instrumentos principal de proteção (US\$ milhões) em 31.12.2013	
				Valor principal (US\$ milhões)	Valor dos instrumentos de proteção em 31.12.2013
Instrumentos financeiros não derivativos	Parte das exportações mensais futuras altamente prováveis	Cambial - taxa spot R\$ x US\$	janeiro de 2014 a novembro de 2020	40.742	95.443

#### Movimentação do valor de referência (principal)

	US\$ milhões
Designação inicial em maio de 2013	43.859
Designação de instrumento de proteção	3.062
Realização por exportações	(2.904)
Amortização de endividamento	(3.274)
Valor em 31 de dezembro de 2013	40.742

	Consolidado	
Resultado financeiro e patrimônio líquido	2013	2012
Ganho /(Perda) registrado no resultado financeiro do período	(692)	–
Ganho/(Perda) registrado em outros resultados abrangentes - patrimônio líquido	(12.691)	–

A seguir é apresentada a expectativa anual de realização do saldo, em 31 de dezembro de 2013, da variação cambial registrada em outros resultados abrangentes, no patrimônio líquido:

	Consolidado							
	2013							
Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Expectativa de realização	(1.757)	(1.825)	(2.208)	(2.358)	(2.005)	(1.786)	(752)	(12.691)

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

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

A Companhia mantém uma operação de proteção patrimonial de *hedge* denominada *cross currency swap* para cobertura dos *Bonds* emitidos em Ienes, de forma a fixar em dólares os custos desta emissão. A Companhia não tem intenção de liquidar tais contratos antes do prazo de vencimento. Para essa relação entre o derivativo e o empréstimo, qualificada como *hedge* de fluxo de caixa, foi adotada metodologia de contabilização de operações de *hedge* (*hedge accounting*).

#### b) Valor de referência (nocional), valor justo e garantias de instrumentos financeiros derivativos

	Consolidado			
	Valor Nocional (em milhões)		Valor justo	
	2013	2012	2013	2012
<b>Balanco patrimonial</b>				
Cross Currency Swap (vencimento em 2016)			26	156
Posição ativa (JPY) - 2,15%a.a.	JPY 35.000	JPY 35.000	826	887
Posição passiva (US\$) - 5,69%a.a.	USD 298	USD 298	(800)	(731)
Dólar a termo			(2)	1
Posição vendida	USD 17	USD 1.077	(2)	1
Total registrado em outros ativos e passivos			24	157

<b>Resultado financeiro e patrimônio líquido</b>	Consolidado	
	2013	2012
Ganho/(Perda) registrado no resultado do período	(85)	82
Ganho/(Perda) registrado em outros resultados abrangentes - patrimônio líquido	20	14

As operações existentes de derivativos de moeda estrangeira não exigem depósito de margem de garantia.

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

A Companhia possui ativos e passivos sujeitos a variações de moedas estrangeiras, cuja principal exposição é o Real em relação ao Dólar norte-americano. Os saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de subsidiárias e controladas no exterior não são inseridos na exposição apresentada abaixo, quando realizados em moeda equivalente às suas respectivas moedas funcionais, cujo efeito de conversão das demonstrações contábeis para o Real é registrado em conta de “ajuste acumulado de conversão”, diretamente no patrimônio líquido, sendo transferido para o resultado quando da sua realização.

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, estão descritos a seguir:

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

Instrumentos	Exposição em 31.12.2013	Risco	Consolidado		
			Cenário Provável (*)	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Ativos	6.128		98	1.532	3.064
Passivos	(118.900)	Dólar	(1.898)	(29.725)	(59.450)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	95.443		1.524	23.861	47.722
Derivativo Forward (saldo líquido vendido)	(40)		(1)	(10)	(20)
	(17.369)		(277)	(4.342)	(8.684)
Passivos	(1.972)	Iene	(18)	(493)	(986)
Derivativo - Cross Currency Swap	781		8	275	826
	(1.191)		(10)	(218)	(160)
Ativos	7.697		(264)	1.924	3.848
Passivos	(21.762)	Euro	747	(5.441)	(10.881)
	(14.065)		483	(3.517)	(7.033)
Ativos	2.167		(57)	542	1.083
Passivos	(6.235)	Libra	163	(1.559)	(3.117)
	(4.068)		106	(1.017)	(2.034)
Ativos	861		(32)	215	430
Passivos	(1.712)	Peso	63	(428)	(856)
	(851)		31	(213)	(426)
	(37.544)		333	(9.307)	(18.337)

(\*) O cenário provável foi calculado considerando-se os seguintes riscos para 31 de dezembro de 2013: Real x Dólar – desvalorização do real em 1,60% / Iene x Dólar – valorização do Iene em 0,91% / Dólar x Euro – desvalorização do Euro em 3,43% / Dólar x Libra – desvalorização da Libra em 2,61% / Dólar x Peso – desvalorização do Peso em 3,83%. Os dados são obtidos a partir do Relatório Focus e da Bloomberg.

Considerando o equilíbrio entre passivos, ativos, receitas e compromissos futuros em moeda estrangeira, o impacto de possíveis variações cambiais não compromete a liquidez da Companhia no curto prazo, uma vez que grande parcela da dívida vence no longo prazo.

### 34.2.3. Gerenciamento de risco de taxa de juros

A Petrobras considera que a exposição às flutuações das taxas de juros não acarreta impacto relevante, de forma que, preferencialmente, não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar esse tipo de risco; exceto em situações específicas apresentadas por empresas do sistema Petrobras.

#### a) Principais transações e compromissos futuros protegidos por operações com derivativos

##### Contratos de Swap

##### Taxa de juros flutuante (Libor USD) x Taxa fixa (USD)

A Companhia mantém uma operação denominada *swap* de taxa de juros, com o objetivo de transformar um financiamento atrelado a uma taxa flutuante em taxa fixa, de forma a eliminar o descasamento entre os fluxos de caixa ativos e passivos de projeto de investimento. A Companhia não tem intenção de liquidar a operação antes de seu vencimento e, para tanto, adotou a metodologia de contabilização de operações de *hedge* (*hedge accounting*) para a relação entre o financiamento e o derivativo.



# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas

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

As demais operações em aberto estão dispostas na tabela abaixo:

### b) Valor de referência (nocional), valor justo, garantias e análise de sensibilidade

	Consolidado			
	Valor Nocional (em milhões)			Valor justo
	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012
<b>Balanco patrimonial</b>				
Swap (vencimento em 2020)				
Posição passiva	USD 440	USD 460	(47)	(85)
Swap (vencimento em 2015)			(1)	(2)
Posição ativa – Euribor	EUR 10	EUR 15	–	1
Posição passiva – Taxa fixa 4,19%	EUR 10	EUR 15	(1)	(3)
Total registrado em outros ativos e passivos			(48)	(87)

<b>Resultado financeiro e patrimônio líquido</b>	Consolidado	
	2013	2012
Ganho / (Perda) registrada no resultado do período	–	(1)
Ganho / (Perda) registrado em outros resultados abrangentes - patrimônio líquido	48	(18)

<b>Derivativos de Juros</b>	Risco	Consolidado		
		Cenário Provável (*)	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Hedge (Derivativo - Swap)	Queda da libor	10	(1)	(2)
Dívida	Alta da libor	(10)	1	2

(\*) O Cenário provável foi obtido a partir dos futuros de LIBOR.

As operações existentes de derivativos de taxa de juros não exigem depósito de margem de garantia.

### 34.3. Gestão de Capital

A companhia toma suas decisões financeiras objetivando um gerenciamento adequado do seu capital e do nível de endividamento para garantir sua continuidade e a financiabilidade do seu Plano de Negócios e Gestão (PNG), com aumento de valor para os acionistas e investidores.

O financiamento dos investimentos planejados será realizado principalmente através da geração própria de caixa, emissão de títulos no mercado de capitais internacional, empréstimos junto a bancos comerciais, programa de desinvestimentos e outras fontes de recursos, com a premissa de não emissão de novas ações no mercado de capitais.

A Petrobras estabeleceu os limites superiores de 2,5x para o índice endividamento líquido sobre EBITDA ajustado e 35% para a alavancagem financeira (endividamento líquido sobre capitalização líquida), visando manter a solidez financeira da Companhia e considerando a convergência dos preços dos derivativos no Brasil com os preços internacionais.

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

O endividamento líquido é calculado através da soma do endividamento de curto e de longo prazo, subtraído de caixa e equivalentes de caixa e dos títulos públicos federais com vencimento superior a 90 dias. O EBITDA ajustado é o lucro líquido antes do resultado financeiro líquido, imposto de renda/contribuição social, depreciação/amortização, participação em investimentos e perda no valor recuperável de ativos (impairment). A capitalização líquida é a soma de endividamento líquido e patrimônio líquido. Tais medidas não são definidas segundo as normas internacionais de contabilidade - IFRS e não devem ser consideradas isoladamente ou em substituição às métricas de lucro, endividamento e geração de caixa operacional em IFRS, tampouco ser base de comparação com os indicadores de outras empresas.

	Consolidado	
	2013	2012
Endividamento total	267.820	196.314
Caixa e equivalentes de Caixa	37.172	27.628
Títulos públicos federais (vencimento superior a 90 dias)	9.085	20.869
Endividamento líquido	221.563	147.817
<b>Endividamento líquido/(endividamento líquido+patrimônio líquido)</b>	39%	31%
EBITDA ajustado	62.967	53.439
<b>Índice de endividamento líquido/EBITDA ajustado</b>	3,52	2,77

O desenvolvimento de novos projetos na indústria de petróleo e gás natural envolve prazos de maturação longos e utilização intensiva de recursos financeiros. Dessa forma, a companhia pode conviver temporariamente com indicadores acima dos limites estabelecidos em períodos em que os investimentos realizados ainda não estejam gerando caixa.

#### 34.4. Risco de crédito

A Petrobras está exposta ao risco de crédito de clientes e de instituições financeiras, decorrente de suas operações comerciais e da administração de seu caixa. Tais riscos consistem na possibilidade de não recebimento de vendas efetuadas e de valores aplicados, depositados ou garantidos por instituições financeiras.

A gestão do risco de crédito na Petrobras faz parte do gerenciamento dos riscos financeiros, que é realizado pelos diretores da Companhia, segundo uma política corporativa de gerenciamento de riscos.

A política de gestão de risco de crédito faz parte da política global de gestão de riscos da Companhia e visa conciliar a necessidade de minimizar a exposição ao risco de crédito e de maximizar o resultado das vendas e operações financeiras, mediante processo de análise, concessão e gerenciamento dos créditos de forma eficiente.

A Petrobras utiliza, na gestão de riscos de crédito, parâmetros quantitativos e qualitativos adequados a cada um dos segmentos de mercado em que atua.

A carteira de crédito comercial da Companhia é bastante diversificada, estando os créditos concedidos divididos entre clientes do mercado interno do país e de mercados do exterior.

O crédito concedido a instituições financeiras está distribuído entre os principais bancos internacionais considerados pelas classificadoras internacionais de riscos como Grau de Investimento e os mais importantes bancos brasileiros.

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

#### 34.4.1. 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 e conceito junto ao mercado, assim definindo limites de crédito, os quais são regularmente monitorados.

Para fazer face às possíveis perdas com créditos de liquidação duvidosa foram constituídas provisões, cujo montante é considerado suficiente pela Administração, para a cobertura de eventuais perdas com a realização dos ativos.

##### 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 & Poors, Moody's e Fitch. As informações sobre estes ativos financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, estão dispostas a seguir:

	Consolidado	
	2013	2012
<b>Caixa e equivalentes de caixa</b>		
AAA	54	125
AA	16	10
A	11.617	3.968
BBB	146	156
AAA.br	23.253	21.569
AA.br	1.082	–
Outras classificações	1.004	1.800
	<b>37.172</b>	<b>27.628</b>
	Consolidado	
	2013	2012
<b>Títulos e valores mobiliários</b>		
AAA.br	9.321	21.225
Outras classificações	87	450
	<b>9.408</b>	<b>21.675</b>

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

#### 34.5. Risco de liquidez

O risco de liquidez da Companhia é representado pela possibilidade de insuficiência de recursos, caixa ou outro ativo financeiro, para liquidar as obrigações nas datas previstas.

O gerenciamento de risco de liquidez adotada pela Companhia prevê uma série de ações tais como: Centralização do caixa do sistema, otimizando as disponibilidades e reduzindo as necessidades de capital de giro; uma política de manutenção de um caixa mínimo robusto que assegure a continuidade dos investimentos, bem como o cumprimento de suas obrigações de curto prazo, em caso de mercado adverso; ampliação da base de investidores, explorando a capacidade de financiamento dos mercados doméstico e internacional, através de diversos mecanismos de captação e desenvolvendo uma forte presença no mercado de capitais e a busca de novas fontes de financiamento através da exploração de novos mercados e novos produtos de captação de recursos.

#### Fluxo nominal de principal e juros dos financiamentos por vencimento:

Vencimento	Consolidado
2014	28.775
2015	30.448
2016	36.480
2017	29.396
2018	39.282
2019	43.467
2020 em diante	155.665
Em 31 de dezembro de 2013	363.513
Em 31 de dezembro 2012	278.056

#### 34.6. Aplicações financeiras (operações com derivativos)

As operações com derivativos, tanto no mercado interno quanto no mercado externo, destinam-se exclusivamente à troca de indexadores dos ativos que compõem as carteiras, e têm o objetivo de dar maior flexibilidade aos administradores na busca pela eficiência no gerenciamento das disponibilidades.

A tabela a seguir representa os valores de mercado das operações com derivativos contidas nos fundos de investimento exclusivos em 31 de dezembro de 2013:

Contrato	Quantidade Contratos (em milhares)		Valor nocional	Valor justo	Vencimento
DI Futuro					2014 a 2016
Posição comprada	4.821	437		–	
Posição vendida	(35.658)	(3.117)		–	
DDI Futuro					2014
Posição comprada	413	49		–	
Posição vendida	(73)	(9)		–	

**35. Valor justo dos ativos e passivos financeiros**

Os valores justos são determinados com base em cotações de preços de mercado, quando disponíveis, ou, na falta destes, no valor presente de fluxos de caixa esperados. Os valores justos de caixa e equivalentes de caixa, de contas a receber de clientes, da dívida de curto prazo e de contas a pagar a fornecedores são equivalentes aos seus valores contábeis. Os valores justos de outros ativos e passivos de longo prazo não diferem significativamente de seus valores contábeis.

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

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

	Valor justo medido com base em			Total do valor justo contabilizado
	Nível I	Nível II	Nível III	
Ativos				
Títulos e valores mobiliários	9.124	–	–	9.124
Derivativos de Moeda Estrangeira	–	24	–	24
Saldo em 31 de dezembro de 2013	9.124	24	–	9.148
Saldo em 31 de dezembro de 2012	21.381	156	74	21.611
Passivos				
Derivativos de commodities	(48)	–	–	(48)
Derivativos de Juros	–	(48)	–	(48)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	(48)	(48)	–	(96)
Saldo em 31 de dezembro 2012	(126)	–	–	(126)

Em 31 de dezembro de 2013, o valor justo estimado para os financiamentos de longo prazo da Companhia, calculado a taxas de mercado vigentes, considerando a natureza, prazo e riscos similares aos dos contratos, é apresentado na nota explicativa 17.

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

## 36. Seguros

Para proteção do seu patrimônio a Petrobras transfere, através da contratação de seguros, os riscos que, na eventualidade de ocorrência de sinistros, possam acarretar prejuízos que impactem, significativamente, o patrimônio da Companhia, bem como os riscos sujeitos a seguro obrigatório, seja por disposições legais ou contratuais. Os demais riscos são objeto de autosseguro com a Petrobras, intencionalmente, assumindo o risco integral, mediante ausência de seguro. A Companhia, assume parcela expressiva de seu risco, contratando franquias que podem chegar ao montante equivalente a US\$ 80 milhões.

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

As informações principais sobre a cobertura de seguros vigente em 31 de dezembro de 2013 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	422.467	261.361
Navios-tanque e embarcações auxiliares	Cascos	7.118	–
Plataformas fixas, sistemas flutuantes de produção e unidades de perfuração marítimas	Riscos de petróleo	77.393	20.983
Total		506.978	282.344

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

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

### Notas explicativas

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

## 37. Eventos subsequentes

### Captações

#### a) Emissão de Global Notes

Em 14 de janeiro de 2014 a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Finance B.V. (PGF), concluiu a emissão de títulos *Global Notes* em Euros (€), com vencimentos em 4, 7 e 11 anos, e em Libras Esterlinas (£), com vencimento em 20 anos, nas seguintes condições:

Moeda	Volume	Vencimento	Cupom*
Euro	€ 1.500 milhões	jan/2018	2,75% a.a.
Euro	€ 750 milhões	jan/2021	3,75% a.a.
Euro	€ 800 milhões	jan/2025	4,75% a.a.
Libras Esterlinas	£ 600 milhões	jan/2034	6,625% a.a.

(\*) Com pagamento anual, a partir de 2015.

Os *Global Notes* constituem-se em obrigações não garantidas (*unsecured*) e não subordinadas da PGF B.V. e contam com a garantia incondicional e irrevogável da Petrobras.

#### b) Mercado bancário

Em 29 de janeiro de 2014 a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading BV (PGT BV), contratou uma linha de crédito de mercado bancário, no montante de US\$ 3 bilhões.

Em 14 de fevereiro de 2014, a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading BV (PGT BV), contratou duas linhas de crédito de mercado bancário, no montante de US\$ 1 bilhão.

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Informação Complementar

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

### Balanço Social

	Consolidado					
	2013			2012		
1- Base de Cálculo						
Receita de vendas Consolidada (RL)	304.890			281.379		
Lucro antes da participação no lucro e impostos consolidados (RO)	29.257			28.758		
Folha de pagamento bruta consolidada (FPB)	27.025			23.686		
2- Indicadores Sociais Internos						
	% sobre			% sobre		
	Valor	FPB	RL	Valor	FPB	RL
Alimentação	1.063	3,93%	0,35%	890	3,76%	0,32%
Encargos sociais compulsórios	5.366	19,85%	1,76%	4.449	18,78%	1,58%
Previdência privada	1.674	6,20%	0,55%	1.547	6,53%	0,55%
Saúde	1.266	4,68%	0,42%	1.137	4,80%	0,40%
Segurança e saúde no trabalho	221	0,82%	0,07%	201	0,85%	0,07%
Educação	215	0,80%	0,07%	175	0,74%	0,06%
Cultura	20	0,07%	0,01%	10	0,04%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	423	1,57%	0,14%	501	2,12%	0,18%
Creches ou auxílio-creche	39	0,14%	0,01%	99	0,42%	0,04%
Participação nos lucros ou resultados	1.102	4,08%	0,36%	1.005	4,24%	0,36%
Outros	90	0,33%	0,03%	82	0,35%	0,03%
Total - Indicadores sociais internos	11.479	42,51%	3,75%	10.096	42,62%	3,58%
3- Indicadores Sociais Externos						
	% sobre			% sobre		
	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
Geração de Renda e Oportunidade de Trabalho	230	0,79%	0,08%	51	0,18%	0,02%
Educação para a Qualificação Profissional	62	0,21%	0,02%	61	0,21%	0,02%
Garantia dos Direitos da Criança e do Adolescente (I)	74	0,25%	0,02%	60	0,21%	0,02%
Cultura	203	0,69%	0,07%	189	0,66%	0,07%
Esporte	57	0,19%	0,02%	61	0,21%	0,02%
Outros	25	0,09%	0,01%	29	0,10%	0,01%
Total das contribuições para a sociedade	651	2,23%	0,21%	451	1,57%	0,16%
Tributos (excluídos encargos sociais)	101.507	346,95%	33,29%	96.646	336,07%	34,35%
Total - Indicadores sociais externos	102.158	349,17%	33,72%	97.097	337,63%	34,67%
4- Indicadores Ambientais						
	% sobre			% sobre		
	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa (i)	3.219	11,00%	1,06%	2.827	9,83%	1,00%
Investimentos em programas e/ou projetos externos	104	0,36%	0,03%	101	0,35%	0,04%
Total dos investimentos em meio ambiente	3.323	11,36%	1,09%	2.928	10,18%	1,04%
Quanto ao estabelecimento de “metas anuais” para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa:	( ) não possui metas ( ) cumpre de 51% a 75% ( ) não possui metas ( ) cumpre de 51% a 75%					
	( ) cumpre de 0 a 50% (X) cumpre de 76 a 100% ( ) cumpre de 0 a 50% (X) cumpre de 76 a 100%					



# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Informação Complementar

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

### Balanço Social (continuação)

#### 5- Indicadores do Corpo Funcional

	2013	Consolidado 2012
Nº de empregados(as) ao final do período	86.108	85.065
Nº de admissões durante o período (II)	2.166	4.017
Nº de empregados(as) de empresas prestadoras de serviços	360.180	360.372
Nº de estagiários(as)	1.816	1.887
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	37.858	37.374
Nº de mulheres que trabalham na empresa	14.377	14.536
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	15,4%	15,0%
Nº de negros(as) que trabalham na empresa (III)	20.908	20.158
% de cargos de chefia ocupados por negros(as) (IV)	25,2%	25,0%
Nº de pessoas com deficiência (V)	1.127	1.120

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

Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa (VI)

Número total de acidentes de trabalho

Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:

Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:

Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:  
A previdência privada contempla:

A participação dos lucros ou resultados contempla:

Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:

Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:

Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (VII)

% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas: (VII)

Valor adicionado total a distribuir (consolidado) - valor:

Distribuição do Valor Adicionado (DVA):

2013				Metas 2014	
30.8				30.8	
5.465				6.111	
( ) direção e gerências		( ) todos(as) empregados(as)	( ) direção e gerências		( ) todos(as) empregados(as)
( ) direção e gerências		( ) todos(as) empregados(as)	( ) direção e gerências		( ) todos(as) empregados(as)
(X) direção e gerências		( ) todos(as) + Cipa	(X) direção e gerências		( ) todos(as) + Cipa
( ) não se envolve		( ) segue as normas da OIT	( ) não se envolverá		(X) incentivará e seguirá a OIT
( ) direção e gerências		(X) todos(as) empregados(as)	( ) direção e gerências		(X) todos(as) empregados(as)
( ) direção e gerências		(X) todos(as) empregados(as)	( ) direção e gerências		(X) todos(as) empregados(as)
( ) não são considerados		( ) são sugeridos	( ) não serão considerados		(X) serão exigidos
( ) não se envolve		(X) organiza e incentiva	( ) não se envolverá		(X) organizará e incentivará
na empresa		no Procon	na empresa		na Justiça
8.197		10	6.500		2
na empresa		no Procon	na empresa		na Justiça
99%		10%	99,1%		33,3%
Em 2013:		193.121	Em 2012:		181.789
55% governo		14% colaboradores(as)	58% governo		14% colaboradores(as)
5% acionistas		19% terceiros	5% acionistas		16% terceiros
		7% retido			7% retido

#### 7 - Outras Informações

I. Inclui R\$ 4,3 de repasse ao Fundo para a Infância e a Adolescência (FIA).

II. Informações do Sistema Petrobras no Brasil relativas às admissões por processo seletivo público.

III. Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro e Liquigás que se autodeclararam negros (cor parda e preta).

IV. Do total dos cargos de chefia da Petrobras Controladora ocupados por empregados que informaram cor/raça, 25,2% são exercidos por pessoas que se autodeclararam negras (cor parda e preta).

V. Informações consolidadas a partir dos ingressos de empregados com deficiência na Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora e Transpetro.

VI. Informações da Petrobras Controladora.

VII. As informações na empresa incluem o quantitativo de reclamações e críticas recebidas pela Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora e Liquigás.

As metas para 2014 não contêm as estimativas do SAC da Petrobras Distribuidora.

i. Informação não auditada.

## **Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras**

### **Informação Complementar**

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

---

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

##### **(Não Auditadas)**

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 da *Securities and Exchange Commission* (SEC). Os itens (a) a (c) contêm informações sobre custos históricos, referentes aos custos incorridos em exploração, aquisição e desenvolvimento de áreas, custos capitalizados e resultados das operações. Os itens (d) e (e) contêm informações sobre o volume de reservas provadas estimadas líquidas, a mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados relativos às reservas provadas e mudanças das estimativas dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados.

O segmento Internacional compreende atividades na América do Sul, que inclui Argentina, Colômbia, Equador, Peru, Uruguai e Venezuela; na América do Norte, que inclui o México e os Estados Unidos da América; na África, que inclui Angola, Líbia e Tanzânia; e Outros, que inclui Portugal e Turquia. Investidas por Equivalência Patrimonial é composto por operações da Petrobras Oil and Gas B.V. (PO&G) na Namíbia e Nigéria, assim como empresas na Venezuela atuantes em atividades de exploração e produção. Informações sobre operações de vendas de ativos estão divulgadas na nota 10.

##### **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, exaustão e amortização acumuladas, e provisões para abandono:

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Informação Complementar

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

	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Internacional	Total
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	167.820	5.646	14.102	–	–	19.748	187.568
Equipamentos de suporte	149.536	1.148	(649)	(35)	10	474	150.010
Custos capitalizados brutos	367.162	8.730	14.795	16	10	23.550	390.712
Depreciação e exaustão	(104.699)	(4.790)	(2.221)	–	(9)	(7.020)	(111.719)
	262.463	3.940	12.574	16	1	16.530	278.993
Imobilizado em curso	66.579	(306)	7	–	–	(298)	66.280
Custos capitalizados, líquidos	329.042	3.634	12.581	16	1	16.232	345.273
31 de dezembro de 2012							
Reservas de petróleo e gás não provadas	98.609	1.440	3.210	3.066	51	7.767	106.376
Reservas de petróleo e gás provadas	106.286	8.072	7.443	5.041	–	20.556	126.842
Equipamentos de suporte	113.883	3.041	1	54	14	3.110	116.993
Custos capitalizados brutos	318.778	12.553	10.654	8.161	65	31.433	350.211
Depreciação e exaustão	(88.436)	(6.157)	(1.278)	(2.892)	(7)	(10.334)	(98.770)
	230.342	6.396	9.376	5.269	58	21.099	251.441
Imobilizado em curso	55.816	22	5	–	–	27	55.843
Custos capitalizados, líquidos	286.158	6.418	9.381	5.269	58	21.126	307.284
31 de dezembro de 2011							
Reservas de petróleo e gás não provadas	97.116	981	3.560	1.112	68	5.721	102.837
Reservas de petróleo e gás provadas	82.423	7.344	4.016	6.068	–	17.428	99.851
Equipamentos de suporte	96.621	2.098	45	(45)	4	2.102	98.723
Custos capitalizados brutos	276.160	10.423	7.621	7.135	72	25.251	301.411
Depreciação e exaustão	(74.128)	(5.509)	(851)	(2.468)	(2)	(8.830)	(82.958)
	202.032	4.914	6.770	4.667	70	16.421	218.453
Imobilizado em curso	44.344	537	–	170	–	707	45.051
Custos capitalizados, líquidos	246.376	5.451	6.770	4.837	70	17.128	263.504

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Informação Complementar

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

### b) Custos incorridos na aquisição, exploração e desenvolvimento de campos de petróleo e gás

Os custos incorridos incluem valores reconhecidos no resultado e capitalizados, conforme demonstrado a seguir:

	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros Internacional	Total	Total
31 de dezembro de 2013							
Aquisição de áreas							
Provadas	–	40	2.378	–	–	2.419	–
Não provadas	–	–	–	–	–	–	–
Custos de exploração	19.744	429	830	3	2	1.264	–
Custos de desenvolvimento	39.197	1.536	387	660	6	2.589	556
<b>Total</b>	<b>58.941</b>	<b>2.005</b>	<b>3.596</b>	<b>663</b>	<b>7</b>	<b>6.271</b>	<b>556</b>
31 de dezembro de 2012							
Aquisição de áreas							
Provadas	–	242	1.104	–	–	1.346	–
Não provadas	–	–	–	–	–	–	–
Custos de exploração	11.086	577	1.143	175	1	1.896	–
Custos de desenvolvimento	31.623	1.551	1.099	583	122	3.355	38
<b>Total</b>	<b>42.709</b>	<b>2.370</b>	<b>3.346</b>	<b>758</b>	<b>123</b>	<b>6.597</b>	<b>38</b>
31 de dezembro de 2011							
Aquisição de áreas							
Provadas	–	21	–	–	68	89	6
Não provadas	8	364	645	28	–	1.037	–
Custos de exploração	9.472	601	301	604	38	1.544	2
Custos de desenvolvimento	24.122	820	185	–	–	1.005	109
<b>Total</b>	<b>33.602</b>	<b>1.806</b>	<b>1.131</b>	<b>632</b>	<b>106</b>	<b>3.675</b>	<b>117</b>

### c) Resultados das atividades de produção de petróleo e gás

Os resultados das operações da companhia referente às atividades de produção de petróleo e gás natural para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011 estão apresentados na tabela a seguir. A companhia transfere substancialmente toda a sua produção nacional de petróleo bruto e gás natural para o seu segmento de Abastecimento no Brasil. Os preços calculados através da metodologia adotada pela companhia podem não ser indicativos do preço que a companhia poderia conseguir pelo produto se o mesmo fosse comercializado em um mercado à vista não regulado. Além disso, os preços calculados através dessa metodologia também podem não ser indicativos dos preços futuros a serem realizados pela companhia. Os preços adotados para gás natural são aqueles contratados com terceiros.

Os custos de produção são os custos de extração incorridos para operar e manter poços produtivos e os correspondentes equipamentos e instalações, que incluem custos de mão-de-obra, de materiais, suprimentos, combustível consumido nas operações e o custo de operação de unidades de processamento de gás natural.

As despesas de exploração incluem os custos de atividades geológicas e geofísicas e de poços de exploração não produtivos. As despesas de depreciação 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.

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Informação Complementar

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

	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros Internacional	Total	Total
31 de dezembro de 2013							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	2.472	2.201	1.093	438	–	3.732	1.176
Intersegmentos	144.809	3.624	–	1.429	–	5.053	1.640
	147.281	5.826	1.093	1.867	–	8.786	2.816
Custos de produção	(57.050)	(3.057)	(381)	(141)	–	(3.580)	(423)
Despesas de exploração	(6.057)	(132)	(189)	(61)	(7)	(388)	(4)
Depreciação, depleção e amortização	(16.867)	(1.117)	(693)	(192)	(1)	(2.004)	(565)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(9)	2	(30)	(1.205)	–	(1.233)	–
Outras despesas operacionais	(2.883)	(552)	(161)	(108)	3.763	2.943	–
Resultados antes dos impostos	64.415	969	(361)	160	3.756	4.524	1.823
Imposto de renda e contribuição social	(21.901)	(304)	(3)	(790)	(1)	(1.099)	(750)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	42.514	665	(365)	(630)	3.754	3.425	1.073
31 de dezembro de 2012							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	1.700	2.240	37	719	–	2.996	362
Intersegmentos	143.873	3.232	566	3.674	–	7.472	–
	145.573	5.472	603	4.393	–	10.468	362
Custos de produção	(52.888)	(2.664)	(79)	(348)	–	(3.091)	(302)
Despesas de exploração	(7.114)	(352)	(96)	(163)	(112)	(723)	–
Depreciação, depleção e amortização	(12.763)	(921)	(342)	(370)	(2)	(1.635)	(153)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(71)	(1)	–	(33)	–	(34)	–
Outras despesas operacionais	(3.523)	(384)	(218)	340	(82)	(344)	–
Resultados antes dos impostos	69.214	1.150	(132)	3.819	(196)	4.641	(93)
Imposto de renda e contribuição social	(23.533)	(295)	(1)	(1.820)	2	(2.114)	28
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	45.681	855	(133)	1.999	(194)	2.527	(65)
31 de dezembro de 2011							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	863	1.734	14	494	–	2.242	486
Intersegmentos	123.165	2.615	182	3.576	–	6.373	11
	124.028	4.349	196	4.070	–	8.615	497
Custos de produção	(42.355)	(2.012)	(53)	(226)	–	(2.291)	(239)
Despesas de exploração	(3.674)	(383)	(48)	(157)	(166)	(754)	(2)
Depreciação, depleção e amortização	(12.763)	(685)	(89)	(441)	(1)	(1.216)	(203)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(412)	3	–	–	–	3	(94)
Outras despesas operacionais	(2.972)	(418)	(347)	415	(36)	(386)	–
Resultados antes dos impostos	61.852	854	(341)	3.661	(203)	3.971	(41)
Imposto de renda e contribuição social	(21.030)	(266)	(1)	(1.395)	–	(1.662)	6
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	40.822	588	(342)	2.266	(203)	2.309	(35)

**d) Informações sobre reservas**

As reservas provadas líquidas de petróleo e gás natural estimadas pela companhia e as correspondentes movimentações para os exercícios de 2013, 2012 e 2011 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas por engenheiros especialistas da companhia, em conformidade com os conceitos de reservas definidos pela Securities and Exchange Commission.

Reservas provadas de petróleo e gás natural são os volumes de petróleo e gás natural que, mediante análise de dados geocientíficos e de engenharia, podem ser estimadas com certeza razoável como sendo, a partir de uma determinada data, economicamente recuperáveis de reservas conhecidas e com as condições econômicas, técnicas operacionais e normas governamentais existentes, até o vencimento dos contratos que prevêem o direito de operação, salvo se evidências dêem certeza razoável da renovação, independentemente de serem usadas técnicas determinísticas ou probabilísticas nas estimativas. O empreendimento de extração dos hidrocarbonetos deve ter sido iniciado ou o operador deve ter razoável certeza de que o empreendimento será iniciado dentro de um prazo razoável.

Reservas desenvolvidas de petróleo e gás são reservas de qualquer categoria passíveis de serem recuperadas: (i) através de poços, equipamentos e métodos operacionais existentes ou em que o custo dos equipamentos necessários é relativamente menor comparado com o custo de um novo poço; e (ii) através de equipamentos de extração instalados e infraestrutura em operação no momento da estimativa das reservas, caso a extração seja feita por meios que não incluam um poço.

Em alguns casos, há a necessidade de novos investimentos substanciais em poços adicionais e equipamentos para recuperação dessas reservas provadas. Devido às incertezas inerentes e aos dados limitados sobre as reservas, as estimativas das reservas estão sujeitas a ajustes à medida que se obtém conhecimento de novas informações.

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Informação Complementar

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

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

							Investidas por Equivalência Patrimonial
	Consolidado						
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas	Brasil	América do Sul	América do Norte	Internacional	Óleo Sintético	Total	Total
Reservas em 31.12.2010	10.379,0	209,8	10,1	124,9	344,8	7,4	33,5
Revisão de estimativas anteriores	571,6	(2,5)	36,4	8,1	42,0	2,4	(1,1)
Extensões e descobertas	151,2	9,4	8,0	–	17,4	–	–
Aprimoramento na recuperação	1,9	–	–	6,1	6,1	–	–
Vendas de reservas	–	–	–	–	–	–	–
Aquisição de reservas	–	–	–	–	–	–	–
Produção no ano	(692,5)	(25,5)	(0,8)	(21,0)	(47,3)	(1,2)	(2,8)
Reservas em 31.12.2011	10.411,2	191,2	53,7	118,1	363,0	8,6	29,6
Revisão de estimativas anteriores	69,7	(2,6)	23,5	22,4	43,3	0,7	(3,0)
Extensões e descobertas	424,4	11,4	–	–	11,4	–	–
Aprimoramento na recuperação	324,6	0,6	–	18,7	19,3	–	–
Vendas de reservas	–	–	–	–	–	–	–
Aquisição de reservas	–	–	–	–	–	–	–
Produção no ano	(690,7)	(25,2)	(3,3)	(19,0)	(47,5)	(1,0)	(2,3)
Reservas em 31.12.2012	10.539,2	175,4	74,0	140,2	389,6	8,3	24,3
Transferência por perda de controle*	–	–	–	(140,2)	(140,2)	–	140,2
Revisão de estimativas anteriores	(110,0)	13,4	21,9	–	35,4	1,3	1,8
Extensões e descobertas	818,3	–	33,0	–	33,0	–	–
Aprimoramento na recuperação	124,2	–	–	–	–	–	–
Vendas de reservas	(42,3)	–	(1,5)	–	(1,5)	–	(65,4)
Aquisição de reservas	0,0	–	–	–	–	–	–
Produção no ano	(671,0)	(22,8)	(4,3)	–	(27,1)	(0,8)	(16,5)
Reservas em 31.12.2013	10.658,4	166,0	123,1	(0,0)	289,2	8,8	84,5

\*Valores transferidos em função da desconsolidação da PO&G, conforme nota 10.2

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

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Informação Complementar

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

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

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Internacional **	Gás Sintético	Total
Reservas em 31.12.2010	10.554,0	1.235,7	51,7	40,4	1.327,8	12,0	59,8
Revisão de estimativas anteriores	993,9	(9,7)	15,2	(1,1)	4,4	3,3	(15,0)
Extensões e descobertas	192,3	76,3	9,1	–	85,4	–	–
Aprimoramento na recuperação	0,3	–	–	–	–	–	–
Vendas de reservas	–	–	–	–	–	–	–
Aquisição de reservas	–	–	–	–	–	–	–
Produção no ano	(673,5)	(112,7)	(4,1)	–	(116,8)	(1,9)	(1,3)
Reservas em 31.12.2011	11.067,0	1.189,6	71,9	39,3	1.300,8	13,4	43,5
Revisão de estimativas anteriores	373,4	(18,3)	2,7	6,2	(9,4)	1,8	5,2
Extensões e descobertas	275,8	19,6	–	–	19,6	–	–
Aprimoramento na recuperação	(624,3)	0,8	–	–	0,8	–	–
Vendas de reservas	–	–	–	–	–	–	–
Aquisição de reservas	–	–	–	–	–	–	–
Produção no ano	(747,3)	(108,0)	(6,9)	–	(114,9)	(1,9)	(0,9)
Reservas em 31.12.2012	10.344,6	1.083,7	67,7	45,5	1.196,9	13,3	47,8
Transferência por perda de controle*	–	–	–	(45,5)	(45,5)	–	45,5
Revisão de estimativas anteriores	(291,2)	75,2	2,6	–	77,8	(0,1)	(8,0)
Extensões e descobertas	1.113,0	–	80,4	–	80,4	–	–
Aprimoramento na recuperação	916,0	–	–	–	–	–	–
Vendas de reservas	(17,3)	–	(13,4)	–	(13,4)	–	(22,8)
Aquisição de reservas	0,4	–	–	–	–	–	–
Produção no ano	(773,8)	(100,4)	(4,4)	–	(104,8)	(1,4)	(0,6)
Reservas em 31.12.2013	11.291,7	1.058,5	132,9	0,0	1.191,4	11,8	61,9

\*Valores transferidos em função da desconsolidação da PO&G, conforme nota 10.2

\*\*Inclui o valor de 363 bilhões de pés cúbicos referente a ativos mantidos para venda.



# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Informação Complementar

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

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

	2013				2012				2011			
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético
	(milhões de barris)	(milhões de barris)	(bilhões de pés cúbicos)	(bilhões de pés cúbicos)	(milhões de barris)	(milhões de barris)	(bilhões de pés cúbicos)	(bilhões de pés cúbicos)	(milhões de barris)	(milhões de barris)	(bilhões de pés cúbicos)	(bilhões de pés cúbicos)
<b>Reservas provadas desenvolvidas, líquidas:</b>												
Entidades Consolidadas												
Brasil	6.509,3	8,8	6.578,9	11,8	6.397,5	8,3	6.811,5	13,3	6.973,5	8,6	6.836,0	13,4
América do Sul	86,0	–	368,4	–	96,5	–	414,1	–	106,6	–	440,9	–
América do Norte	46,2	–	9,9	–	21,2	–	25,2	–	4,5	–	32,1	–
África	–	–	–	–	77,8	–	35,8	–	70,3	–	39,3	–
Outros	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Internacional	132,2	–	378,3	–	195,5	–	475,1	–	181,4	–	512,3	–
Total Entidades Consolidadas	6.641,6	8,8	6.957,3	11,8	6.593,0	8,3	7.286,6	13,3	7.154,9	8,6	7.348,3	13,4
Entidades não Consolidadas												
Brasil	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
América do Sul	12,4	–	14,9	–	12,7	–	14,6	–	17,5	–	20,2	–
América do Norte	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
África	37,3	–	15,7	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Outros	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Internacional	49,8	–	30,5	–	12,7	–	14,6	–	17,5	–	20,2	–
Total Entidades não Consolidadas	49,8	–	30,5	–	12,7	–	14,6	–	17,5	–	20,2	–
Total Entidades Consolidadas e não Consolidadas	6.691,4	8,8	6.987,8	11,8	6.605,7	8,3	7.301,2	13,3	7.172,4	8,6	7.368,5	13,4
<b>Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas:</b>												
Entidades Consolidadas												
Brasil	4.149,1	–	4.712,7	–	4.141,7	–	3.533,0	–	3.437,5	–	4.231,0	–
América do Sul	80,1	–	690,1	–	78,9	–	669,5	–	84,7	–	748,6	–
América do Norte	77,0	–	123,1	–	52,8	–	42,5	–	49,3	–	40,1	–
África	–	–	–	–	62,4	–	9,8	–	47,8	–	–	–
Outros	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Internacional	157,1	–	813,2	–	194,1	–	721,8	–	181,8	–	788,7	–
Total Entidades Consolidadas	4.306,2	–	5.525,9	–	4.335,8	–	4.254,8	–	3.619,3	–	5.019,7	–
Entidades não Consolidadas												
Brasil	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
América do Sul	8,8	–	26,4	–	11,6	–	33,2	–	12,1	–	23,3	–
América do Norte	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
África	25,9	–	4,9	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Outros	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Internacional	34,7	–	31,3	–	11,6	–	33,2	–	12,1	–	23,3	–
Total Entidades não Consolidadas	34,7	–	31,3	–	11,6	–	33,2	–	12,1	–	23,3	–
Total Entidades Consolidadas e não Consolidadas	4.340,8	–	5.557,2	–	4.347,4	–	4.288,0	–	3.631,4	–	5.043,0	–

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

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

As estimativas de futuras entradas de caixa da produção no Brasil e no segmento Internacional são calculadas pela aplicação do preço médio durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinado como uma média aritmética não ponderada do preço do primeiro dia de cada mês dentro desse período, a menos que os preços sejam definidos por acordos contratuais, excluindo indexadores baseados em condições futuras. As variações nos preços futuros se limitam às variações previstas em contratos existentes no fim de cada exercício. Os custos futuros de desenvolvimento e produção correspondem aos dispêndios futuros estimados necessários para desenvolver e extrair as reservas provadas estimadas no fim do exercício com base em indicadores de custo no fim do exercício, tendo como premissa a continuidade das condições econômicas no fim do exercício. A estimativa de imposto de renda e contribuição social futuros é calculada utilizando as alíquotas oficiais em vigor no fim do exercício. Essas alíquotas refletem deduções permitidas, sendo aplicadas aos fluxos de caixa futuros líquidos estimados antes da tributação, deduzidas da base fiscal dos ativos relacionados. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto intermediários de 10%. Esse desconto requer estimativas, ano a ano, do momento em que os dispêndios futuros serão incorridos e as reservas extraídas.

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

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

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Informação Complementar

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

### Fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado					Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Internacional **	Total
Em 31 de dezembro de 2013						
Fluxos de caixa futuros	2.444.936	36.145	26.017	–	62.162	2.507.098
Custos de produção futuros	(1.011.789)	(18.843)	(7.509)	–	(26.351)	(1.038.140)
Custos de desenvolvimento futuros	(156.636)	(4.626)	(6.025)	–	(10.651)	(167.287)
Despesa futura de imposto de renda	(443.858)	(3.649)	(365)	–	(4.014)	(447.872)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	832.653	9.028	12.118	–	21.146	853.799
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados*	(426.231)	(3.093)	(4.931)	–	(8.024)	(434.256)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	406.422	5.935	7.187	–	13.122	419.543

	Consolidado					Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Internacional	Total
Em 31 de dezembro de 2012						
Fluxos de caixa futuros	2.154.418	35.026	14.231	30.499	79.756	2.234.174
Custos de produção futuros	(891.944)	(17.157)	(3.259)	(6.039)	(26.455)	(918.399)
Custos de desenvolvimento futuros	(113.182)	(4.366)	(3.893)	(7.361)	(15.620)	(128.802)
Despesa futura de imposto de renda	(397.241)	(3.910)	–	(6.156)	(10.066)	(407.307)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	752.051	9.593	7.079	10.943	27.615	779.666
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados*	(385.228)	(3.370)	(2.284)	(3.640)	(9.294)	(394.522)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	366.823	6.223	4.795	7.303	18.321	385.144

	Consolidado					Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Internacional	Total
Em 31 de dezembro de 2011						
Fluxos de caixa futuros	1.823.637	29.199	8.027	21.668	58.894	1.882.531
Custos de produção futuros	(717.492)	(13.121)	(2.463)	(4.501)	(20.085)	(737.577)
Custos de desenvolvimento futuros	(103.636)	(3.189)	(2.238)	(4.343)	(9.770)	(113.406)
Despesa futura de imposto de renda	(346.734)	(3.849)	–	(4.567)	(8.416)	(355.150)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	655.775	9.040	3.326	8.257	20.623	676.398
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados*	(336.686)	(3.326)	(1.445)	(2.510)	(7.281)	(343.967)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	319.089	5.714	1.881	5.747	13.342	332.431

\* Capitalização semestral

\*\* Inclui o valor de R\$ 3.790 milhões referente a ativos mantidos para venda.

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Informação Complementar

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

Movimentação dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Internacional **	Total	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2013	366.823	6.223	4.795	7.303	–	18.321	385.144	800
Transferências por perda de controle*	–	–	–	(7.303)	–	(7.303)	(7.303)	7.303
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(73.254)	(2.499)	(857)	–	–	(3.356)	(76.610)	(1.584)
Custos de desenvolvimento incorridos	36.063	1.538	390	660	6	2.594	38.657	512
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(2.173)	587	(249)	–	–	338	(1.835)	(4.047)
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	71.493	–	1.451	–	–	1.451	72.944	–
Revisões de estimativas anteriores de volumes	(8.783)	60	2.016	–	–	2.076	(6.707)	180
Variação líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	(20.927)	(798)	653	(660)	(5)	(810)	(21.737)	(897)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(41.285)	(870)	(745)	–	–	(1.615)	(42.900)	(185)
Acréscimo de desconto	36.682	962	584	–	–	1.546	38.228	541
Variação líquida de imposto de renda	(1.891)	407	(27)	–	–	380	(1.511)	586
Ocorrência	–	(6)	(1.409)	–	–	(1.415)	(1.415)	–
Outros - não especificados	–	(343)	65	–	–	(278)	(278)	–
Ajuste acumulado de conversão	43.674	674	519	–	(1)	1.192	44.866	463
Saldo em 31 de dezembro de 2013	406.422	5.935	7.186	–	–	13.121	419.542	3.672

\*Valores transferidos em função da desconsolidação da PO&G, conforme nota 10.2

\*\* Inclui o valor de R\$ 3.790 referente a ativos mantidos para venda.

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Informação Complementar

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

	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Internacional	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2012	319.089	5.714	1.881	5.747	–	13.342	332.431
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(93.004)	(2.414)	(131)	(3.347)	–	(5.892)	(98.896)
Custos de desenvolvimento incorridos	31.539	1.551	1.099	583	122	3.355	34.894
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	34.724	350	1.978	2.668	–	4.996	39.720
Revisões de estimativas anteriores de volumes	6.632	478	(115)	3.451	–	3.814	10.446
Variação líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	(13.318)	164	222	(663)	(122)	(399)	(13.717)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(17.422)	(1.601)	(738)	(2.059)	–	(4.398)	(21.820)
Acréscimo de desconto	31.909	944	253	670	–	1.867	33.776
Variação líquida de imposto de renda	6.085	300	–	(194)	–	106	6.191
Ocorrência	–	(73)	105	–	–	32	32
Outros - não especificados	–	(178)	(86)	(544)	–	(808)	(808)
Ajuste acumulado de conversão	60.589	988	327	991	–	2.306	62.895
Saldo em 31 de dezembro de 2012	366.823	6.223	4.795	7.303	–	18.321	385.144

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Informação Complementar

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

						Investidas por Equivalência Patrimonial
					Consolidado	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Internacional	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2011	218.648	6.539	406	5.393	12.338	230.986
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(75.868)	(1.785)	(136)	(3.378)	(5.299)	(81.167)
Custos de desenvolvimento incorridos	23.124	820	185	–	1.005	24.129
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	8.114	351	510	625	1.486	9.600
Revisões de estimativas anteriores de volumes	32.313	73	1.777	945	2.795	35.108
Variação líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	190.114	1.096	80	4.536	5.712	195.826
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(26.509)	(731)	(858)	(198)	(1.787)	(28.296)
Acréscimo de desconto	21.865	790	38	487	1.315	23.180
Variação líquida de imposto de renda	(58.917)	(80)	–	(1.629)	(1.709)	(60.626)
Ocorrência	–	(116)	44	–	(72)	(72)
Outros - não especificados	–	(862)	(141)	(720)	(1.723)	(1.723)
Ajuste acumulado de conversão	(13.795)	(381)	(24)	(314)	(719)	(14.514)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	319.089	5.714	1.881	5.747	13.342	332.431

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

GUIDO MANTEGA  
Presidente

FRANCISCO ROBERTO DE ALBUQUERQUE  
Conselheiro

LUCIANO GALVÃO COUTINHO  
Conselheiro

MAURO GENTILE RODRIGUES DA CUNHA  
Conselheiro

JOSÉ MARIA FERREIRA RANGEL  
Conselheiro

MARIA DAS GRAÇAS SILVA FOSTER  
Conselheira

MIRIAM APARECIDA BELCHIOR  
Conselheira

JORGE GERDAU JOHANNPETER  
Conselheiro

MÁRCIO PEREIRA ZIMMERMANN  
Conselheiro

SÉRGIO FRANKLIN QUINTELLA  
Conselheiro

## DIRETORIA EXECUTIVA

MARIA DAS GRAÇAS SILVA FOSTER  
Presidente

ALMIR GUILHERME BARBASSA  
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

JOSE CARLOS COSENZA  
Diretor de Abastecimento

JOSE ALCIDES SANTORO MARTINS  
Diretor de Gás e Energia

JOSE EDUARDO DE BARROS DUTRA  
Diretor Corporativo e de Serviços

JOSE ANTONIO DE FIGUEIREDO  
Diretor de Engenharia, Tecnologia e Materiais

JOSE MIRANDA FORMIGLI FILHO  
Diretor de Exploração e Produção

MARCOS ANTONIO SILVA MENEZES  
Contador - CRC-RJ 35.286/O-1