



RESULTADO DO TERCEIRO TRIMESTRE 2013

Rio de Janeiro – 25 de outubro de 2013 – Petrobras divulga hoje seus resultados consolidados expressos em milhões de reais, segundo os padrões internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards – IFRS*).

O lucro líquido do 3T-2013 foi de R\$ 3.395 milhões. No período de janeiro a setembro de 2013 atingiu R\$ 17.289 milhões e o EBITDA ajustado correspondeu a R\$ 47.413 milhões.

Principais destaques

R\$ milhões				Período Jan - Set			
3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	2013	2012	2013 x 2012 (%)	
Lucro líquido/(prejuízo) consolidado atribuível aos							
3.395	6.201	(45)	5.567	Acionistas da Petrobras	17.289	13.435	29
2.522	2.555	(1)	2.523	Produção total de óleo e gás natural (mil bbl/dia)	2.542	2.592	(2)
13.091	18.091	(28)	14.375	EBITDA ajustado	47.413	41.495	14
229.078	200.864	14	298.727	Valor de mercado (Controladora)	229.078	298.727	(23)

No 3T-2013, a Companhia apresentou lucro líquido de R\$ 3.395 milhões, tendo como principais destaques:

- A produção de petróleo e LGN no país manteve-se estável. Em 02 de setembro de 2013 a Companhia atingiu o recorde de 337 mil bpd de produção no pré-sal.
- Demanda recorde de diesel parcialmente suprida pelo aumento da produção doméstica e complementada por importações.
- Aumento da defasagem nos preços de derivados no Brasil, refletindo maiores cotações internacionais e desvalorização cambial.
- Evolução do programa de desinvestimentos com anúncio de operações no Brasil e no exterior e a conclusão da venda dos blocos BS-4 Atlanta e Oliva, na Bacia de Santos, e do bloco de Coulomb, no Golfo do México, com ganho de R\$ 557 milhões. O caixa gerado no 3T-2013 foi de R\$ 1.194 milhões.
- Descoberta nova acumulação de petróleo no pré-sal da Bacia de Santos (Iguaçu Mirim) e confirmado potencial nas áreas de Farfan 1 e Muriú 1 localizados em águas ultraprofundas da Bacia de Sergipe.
- Pelo oitavo ano consecutivo, a Petrobras foi selecionada para integrar o índice *Dow Jones Sustainability Index World*, o mais importante índice mundial de sustentabilidade, que avalia as melhores práticas de gestão social, ambiental e econômica no mundo.
- Em 21 de outubro de 2013, a Petrobras garantiu participação final de 40% no consórcio vencedor do leilão do bloco de Libra, localizado em águas ultraprofundas da Bacia de Santos no pré-sal, e pagará R\$ 6 bilhões de bônus de assinatura referente à sua participação.

www.petrobras.com.br/ri

Para mais informações:

PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. – PETROBRAS | Relacionamento com Investidores
 e-mail: petroinvest@petrobras.com.br / acionistas@petrobras.com.br
 Av. República do Chile, 65 - 1002 B - 20031-912 - Rio de Janeiro, RJ
 Tel.: 55 (21) 3224-1510 / 9947 | 0800-282-1540

MEMBER OF
Dow Jones Sustainability Indices
 In Collaboration with RobecoSAM



Este documento pode conter previsões segundo o significado da Seção 27A da Lei de Valores Mobiliários de 1933, conforme alterada (Lei de Valores Mobiliários), e Seção 21E da Lei de Negociação de Valores Mobiliários de 1934, conforme alterada (Lei de Negociação) que refletem apenas expectativas dos administradores da Companhia. Os termos "antecipa", "acredita", "espera", "prevê",

"pretende", "planeja", "projeta", "objetiva", "deverá", bem como outros termos similares, visam a identificar tais previsões, as quais, evidentemente, envolvem riscos ou incertezas previstos ou não pela Companhia. Portanto, os resultados futuros das operações da Companhia podem diferir das atuais expectativas, e o leitor não deve se basear exclusivamente nas informações aqui contidas.



Comentários da Presidente

Sra. Maria das Graças Silva Foster

Prezados Acionistas e Investidores,

Nossa produção de petróleo no Brasil ficou no mesmo patamar do realizado no 2º trimestre. Já a produção do mês de setembro foi 3,7% superior ao verificado no mês de agosto e 4,8% superior a julho, decorrência da menor intensidade de paradas programadas. Ressalto que nossos reservatórios vêm apresentando produtividade acima do previsto e que a eficiência operacional alcançou 75% na Unidade Operacional Bacia de Campos (UO-BC) e 92% na Unidade Operacional Rio (UO-RIO), nos permitindo recuperar 65 mil barris por dia de produção neste trimestre por meio do Programa de Aumento de Eficiência Operacional da Bacia de Campos (PROEF). Com dispêndios totais de US\$ 1,3 bilhão desde sua implantação, as ações do PROEF já contabilizam ganhos de US\$ 1,5 bilhão em valor presente líquido (VPL).

Não foi possível alcançar níveis mais altos de produção nesse 3º trimestre devido, principalmente: (i) ao atraso no início da operação da P-63 (Papa Terra), de 15 de julho para 31 de outubro, por conta de alterações no arranjo submarino para evitar interferência com corais, antes interpretados como deslocamento de massa em julho de 2008 e recentemente identificados com veículos submarinos de operação remota; (ii) ao atraso de 275 dias (9 meses) da empresa norueguesa Subsea 7 na disponibilização dos Sistemas de Coleta Desacoplado (boiões), fabricados na China, para o FPSO Cidade de São Paulo, postergando a interligação do 2º poço produtor de abril de 2013 para janeiro de 2014; e (iii) à limitação de navios PLSVs (*pipe-laying support vessel*), decorrência da dificuldade em contratá-los no Brasil nos anos de 2010 e 2011. Em 2012, a Diretoria autorizou a contratação de 10 PLSVs (8 no exterior e 2 no Brasil).

No Refino, a despeito da redução da carga processada no 3T13 em relação ao 2T13, em função de paradas programadas para manutenção nas refinarias REDUC, REGAP e REVAP, houve aumento na produção de diesel (+1,1%) e de gasolina (+2,1%) no mesmo período. Entretanto, o consumo recorde de diesel no Brasil, superando 1 milhão de barris por dia (pico de 1,169 milhão bpd em 30/ago), levou ao aumento das importações, em período de forte depreciação do Real (pico de R\$ 2,45/US\$ em 22/ago) e de aumento do preço do petróleo (pico de US\$ 118,11/bbl em 28/ago), ampliando a defasagem dos preços domésticos em relação à paridade internacional.

Nosso lucro operacional totalizou R\$ 5,5 bilhões, uma redução de 51% em relação ao segundo trimestre do ano. Além do impacto da defasagem de preços em momento de forte demanda, também tivemos maiores despesas com poços secos/subcomerciais, ainda que conforme o previsto, e menor valor de receitas extraordinárias com venda de ativos neste trimestre quando comparado com o auferido no 2º trimestre. O lucro líquido foi de R\$ 3,4 bilhões, 45% inferior ao do 2T13, pelas razões anteriormente expostas e compensadas, em parte, pelo melhor resultado financeiro.

Ainda que tenhamos tido 4 reajustes de preço de diesel e 2 de gasolina nos últimos 16 meses, totalizando 21,9% e 14,9% de aumento, respectivamente, a forte depreciação do Real verificada desde maio de 2013, chegando a 22% de desvalorização, fez com que a defasagem voltasse a crescer nos últimos meses.

Essa situação tem impactado nosso fluxo de caixa e alavancagem. Assim, a favor da sustentabilidade do PNG 2013-2017, o qual tem a convergência de preços como premissa, a Diretoria Executiva deliberou e apresentou ao Conselho de Administração uma metodologia de precificação a ser praticada pela Companhia, através da qual se tenha maior previsibilidade do alinhamento dos preços domésticos do diesel e da gasolina aos preços internacionais.

Continuamos trabalhando dedicadamente para o atingimento das metas traçadas no PNG 2013-2017 por meio de nossos programas estruturantes. Destaco o PRODESIN (Programa de Desinvestimentos) o qual já totalizou US\$ 4,8 bilhões em 2013, e o PROCOP (Programa de Otimização de Custos Operacionais), que alcançou economia de R\$ 4,8 bilhões até setembro, já superando a meta de R\$ 3,9 bilhões em 2013.

Também enfatizo a eficiente atuação da Engenharia da Petrobras, que vem trabalhando diuturnamente para a conclusão de 9 unidades de produção nesse ano, as quais totalizam 1 milhão de barris por dia de capacidade: FPSOs Cidade de São Paulo, Cidade de Itajaí, Cidade de Paraty, P-63, P-55 e P-58, já concluídas, além da P-62, P-61 e TAD (*Tender Assisted Drilling*), que já alcançaram mais de 92,5% de avanço físico.

Chamamos a atenção dos senhores para o fato de que a agência de classificação de risco Moody's revisou para baixo o *rating* da dívida em moeda estrangeira e local da Petrobras, porém mantendo nosso grau de investimento em Baa1, um nível acima do *rating* do Brasil. Esta revisão, segundo a Moody's, reflete a alavancagem financeira e a expectativa de fluxo de caixa negativo nos próximos anos devido à implementação do robusto Plano de Investimentos da Companhia.



Nosso plano de investimentos de fato é robusto, já que reflete o tamanho das nossas reservas no pré-sal e no pós-sal, e as oportunidades reais de desenvolvê-las, pois já demonstramos que sabemos fazer. Assim, estamos implantando os projetos de desenvolvimento da produção os quais aumentarão nossa entrega de petróleo e gás, trazendo a devida elevação da geração operacional de caixa, somando a esta o efeito positivo da convergência de preços que buscamos. Assim planejamos reduzir, ao longo dos próximos meses, os indicadores de alavancagem e endividamento.

Por fim, ressalto o bom resultado que alcançamos no Leilão do campo de Libra, o primeiro a ser desenvolvido sob o regime de partilha de produção no Brasil. Mais um desafio, sem dúvida, o que torna vital a aplicação de boas práticas de gestão, dentre elas, a otimização dos custos e dos prazos nas fases de exploração, avaliação e desenvolvimento da produção. Estou convicta de que esse campo de Libra, que desenvolveremos em conjunto com os parceiros Shell, Total, CNPC e CNOOC, os quais possuem reconhecida experiência, habilidades e robustez financeira, contribuirá para a geração de retornos crescentes para nossos acionistas e investidores, pois trata-se de um ativo excepcional, de importância crucial para a sustentação da nossa produção de petróleo, especialmente após 2020.

Maria das Graças Silva Foster
Presidente



DESTAQUES FINANCEIROS

Principais itens e indicadores econômicos consolidados

				R\$ milhões			
3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012		Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
77.700	73.627	6	73.793	Receita de vendas	223.862	207.974	8
16.585	18.708	(11)	18.086	Lucro bruto	54.149	54.345	-
5.494	11.107	(51)	8.600	Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	26.450	25.653	3
(1.020)	(3.551)	71	(569)	Resultado financeiro líquido	(3.181)	(6.511)	51
3.395	6.201	(45)	5.567	Lucro líquido/(prejuízo) consolidado atribuível aos acionistas da Petrobras	17.289	13.435	29
0,26	0,48	(46)	0,43	Lucro líquido/(prejuízo) por ação ¹	1,33	1,03	29
229.078	200.864	14	298.727	Valor de mercado (Controladora)	229.078	298.727	(23)
21	25	(4)	25	Margem bruta (%)	24	26	(2)
7	15	(8)	12	Margem operacional (%) ²	12	12	-
4	8	(4)	8	Margem líquida (%)	8	6	2
13.091	18.091	(28)	14.375	EBITDA ajustado – R\$ milhões ³	47.413	41.495	14
Resultado operacional por segmento de negócio							
17.609	13.566	30	16.380	. E&P	46.259	51.398	(10)
(8.594)	(3.773)	(128)	(8.651)	. Abastecimento	(18.904)	(25.720)	27
(355)	809	(144)	451	. Gás & Energia	1.637	1.474	11
(127)	(77)	(65)	(59)	. Biocombustível	(271)	(203)	(33)
470	696	(32)	625	. Distribuição	2.249	1.890	19
213	2.204	(90)	1.332	. Internacional	3.605	3.715	(3)
(2.877)	(2.670)	(8)	(2.382)	. Corporativo	(8.325)	(7.115)	(17)
25.150	24.344	3	21.135	Investimentos consolidados	69.263	59.808	16
110,37	102,44	8	109,61	Petróleo Brent (US\$/bbl)	108,45	112,09	(3)
2,29	2,07	11	2,03	Dólar médio de venda (R\$)	2,12	1,92	10
2,23	2,22	1	2,03	Dólar final de venda (R\$)	2,23	2,03	10
8,51	7,52	1	7,79	Selic- taxa média (%)	7,74	8,98	(1)
Indicadores de preços médios							
210,00	207,22	1	190,96	Preço derivados básicos merc. inter (R\$/bbl)	207,04	183,05	13
Preço de venda - Brasil							
98,87	94,17	5	101,80	. Petróleo (US\$/bbl) ⁴	98,64	106,00	(7)
46,34	50,47	(8)	47,73	. Gás natural (US\$/bbl)	48,27	49,11	(2)
Preço de venda - Internacional							
85,97	89,84	(4)	90,42	. Petróleo (US\$/bbl)	90,65	94,71	(4)
18,38	21,31	(14)	17,45	. Gás natural (US\$/bbl)	20,88	19,33	8

¹ Lucro líquido/(prejuízo) por ação calculado com base na média ponderada da quantidade de ações.

² Para o cálculo foi considerado o lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos.

³ EBITDA + participações em investimentos e *impairment*.

⁴ Média das exportações e dos preços internos de transferência do E&P para o Abastecimento.



DESTAQUES FINANCEIROS

RESULTADO DAS OPERAÇÕES

Resultados do 3T-2013 x 2T-2013:

Lucro Bruto

Lucro Bruto inferior em 11% (R\$ 2.123 milhões), refletindo:

- Receita de vendas de R\$ 77.700 milhões, 6% superior ao 2T-2013, em função de:
 - Aumento da demanda no mercado interno (1%), com destaque para o diesel (5%), e maior volume de petróleo exportado, parcialmente compensados pela menor comercialização de energia elétrica, devido à redução da demanda de geração termelétrica;
 - Maiores preços praticados nas exportações e nas vendas de derivados no mercado interno atrelados às cotações internacionais e à depreciação cambial.
- Custo dos produtos vendidos de R\$ 61.115 milhões, 11% superior ao 2T-2013, devido a maior participação dos derivados importados no mix de vendas, principalmente diesel, associado à depreciação cambial (11%) e à elevação das cotações internacionais (Brent 8%), bem como aos maiores gastos com produção de óleo, decorrentes da entrada em operação de novas instalações. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelas menores importações de GNL.

Lucro Operacional

Redução de 51% (R\$ 5.613 milhões), refletindo as maiores baixas de poços secos ou subcomerciais (R\$ 1.060 milhões), os menores ganhos na venda de ativos, o provisionamento dos gastos com pessoal decorrente da proposta do Acordo Coletivo de Trabalho 2013 e a redução do lucro bruto.

Resultado Financeiro Líquido

Despesa financeira líquida de R\$ 1.020 milhões, 71% inferior ao 2T-2013, devido a menor depreciação cambial sobre o endividamento líquido (0,6% no 3T-2013 e 10% no 2T-2013), já contemplando a menor exposição cambial decorrente da extensão, em meados de maio, da contabilidade de hedge para proteção de exportações futuras⁵.

Lucro líquido

Lucro líquido de R\$ 3.395 milhões, 45% inferior em relação ao 2T-2013, refletindo a redução do lucro operacional, parcialmente compensado pela redução dos impactos cambiais no resultado financeiro.

⁵ Vide apêndice 6 – Movimentação do Hedge Fluxo de Caixa – Instrumentos Financeiros Não Derivativos.



DESTAQUES FINANCEIROS

RESULTADO DAS OPERAÇÕES

Resultados do Jan- Set/2013 x Jan- Set/2012:

Lucro Bruto

No mesmo patamar do período de jan- set/2012, refletindo:

- Receita de vendas de R\$ 223.862 milhões, 8% superior ao período de jan- set/2012, em função de:
 - Maiores preços nas vendas de derivados no mercado interno devido aos reajustes de gasolina e diesel, aos maiores preços de energia e aos impactos cambiais (10%) sobre os preços dos derivados atrelados ao mercado internacional;
 - Aumento da demanda no mercado interno (7%), principalmente de gasolina (5%), diesel (6%), óleo combustível (26%) e gás natural (22%), compensado pelo menor volume de petróleo exportado, em função da menor produção e maior carga processada.
- Custo dos produtos vendidos de R\$ 169.713 milhões, 10% superior ao período de jan- set/2012, retratando:
 - Aumento de 5% no volume de vendas de derivados no mercado interno, suportado pelo aumento do refino nacional;
 - Maiores volumes de importações de gás natural, para atendimento à demanda térmica, e de petróleo, devido ao maior processamento nas refinarias, combinado com o impacto da depreciação cambial de 10% sobre seus custos;
 - Maiores gastos com produção de óleo, decorrentes do maior número de intervenções em poços e da entrada em operação de novas instalações, as quais ainda não produziram a totalidade de sua capacidade.

Lucro Operacional

Lucro operacional de R\$ 26.450 milhões, 3% superior ao período de jan- set/2012, refletindo as menores baixas de poços secos e subcomerciais (R\$ 1.211 milhões) e os ganhos na venda de ativos, compensados parcialmente pelos maiores gastos com pessoal decorrentes do reajuste salarial do Acordo Coletivo de Trabalho 2012 e do provisionamento do reajuste em negociação do ACT 2013.

Resultado Financeiro Líquido

Despesa financeira líquida de R\$ 3.181 milhões, inferior em R\$ 3.330 milhões em relação ao período de jan- set/2012, decorrente da redução da exposição cambial pela extensão da contabilidade de hedge para proteção de exportações futuras, reduzindo em R\$ 8.434 milhões os impactos cambiais no resultado financeiro.

Lucro Líquido

Lucro Líquido de R\$ 17.289 milhões, 29% superior ao período de jan- set/2012 (R\$ 13.435 milhões), refletindo o aumento no lucro operacional, redução dos impactos cambiais no resultado financeiro e ganhos com participações em investimentos.



DESTAQUES FINANCEIROS

RESULTADO POR ÁREA DE NEGÓCIO

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

Na apuração dos resultados por área de negócio são consideradas as transações realizadas com terceiros e 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.

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	Resultado líquido	Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
11.613	8.909	30	10.808	30.480	33.925	(10)	

(3T-2012 x 2T-2013): O aumento do lucro líquido decorreu dos maiores preços de venda/transferência do petróleo nacional, refletindo a apreciação do dólar frente ao real e a elevação das cotações internacionais da *commodity*, compensados parcialmente pelo aumento dos custos com participações governamentais e pelas maiores baixas de poços secos ou subcomerciais.

O *spread* entre o preço médio do petróleo nacional vendido/transferido e a cotação média do Brent aumentou de US\$ 8,27/bbl no 2T-2013 para US\$ 11,50/bbl no 3T-2013.

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): A redução do lucro líquido refletiu o menor volume de produção de petróleo e LGN, além do aumento dos custos com depreciação de equipamentos, pessoal, manutenção e intervenção de poços e afretamento de plataformas. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos maiores preços de venda/transferência do petróleo nacional e pelas menores baixas de poços secos ou subcomerciais.

O *spread* entre o preço médio do petróleo nacional vendido/transferido e a cotação média do Brent aumentou de US\$ 6,09/bbl em 2012 para US\$ 9,81/bbl em 2013.

3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	Produção nacional (mil barris/dia) ^(*)	Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
1.924	1.931	-	1.904	Petróleo e LGN	1.922	1.980	(3)
390	389	-	377	Gás natural ⁶	392	367	7
2.314	2.320	-	2.281	Total	2.314	2.347	(1)

(3T-2013 x 2T-2013): A produção de petróleo, LGN e gás natural, no período, manteve-se estável.

O aumento da produção com a entrada em operação de novos poços nas plataformas FPSO-Itajaí (Baúna), P-52 e P-54 (Roncador) e FPSO-Piranema, e menor volume de paradas programadas, compensaram o declínio natural da produção.

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): A produção de petróleo e LGN reduziu, principalmente, em função do declínio natural dos campos, parcialmente compensada pela entrada em operação dos FPSOs Cidade de Anchieta (Baleia Azul), Cidade de São Paulo (Sapinhoá), Cidade de São Vicente (TLD de Sapinhoá Norte), Cidade de Itajaí (Baúna) e Cidade de Paraty (Piloto Lula NE).

Contribuíram para a maior produção de gás a entrada em operação dos FPSOs Cidade de Anchieta, Cidade de São Paulo e Cidade de Paraty, o aumento da eficiência de Mexilhão, Merluza e Lula e o aumento do potencial do FPSO Cidade de Vitória.

^(*) Não revisado pelo auditor independente.

⁶ Não inclui gás liquefeito e inclui gás reinjetado.



DESTAQUES FINANCEIROS

3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	Lifting cost - país ^{7 (*)}	Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
14,96	15,02	-	15,24	US\$/barril:			
33,25	32,05	4	34,00	• sem participação governamental	14,91	13,79	8
				• com participação governamental	32,95	33,91	(3)
34,28	31,25	10	30,79	R\$/barril:			
75,80	67,88	12	69,47	• sem participação governamental	31,69	26,50	20
				• com participação governamental	70,28	65,23	8

Lifting Cost sem participações governamentais

(3T-2013 x 2T-2013): O indicador em dólar permaneceu estável. Desconsiderando os efeitos cambiais, o indicador aumentou 3% em função do aumento nos gastos com pessoal, decorrente do provisionamento do reajuste salarial e da gratificação contingente em negociação no ACT 2013.

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): O indicador em dólar aumentou 8%. Desconsiderando os efeitos cambiais, o acréscimo de 15% decorreu do maior número de intervenções em poços na Bacia de Campos, devido ao PROEF (Programa de Aumento da Eficiência Operacional), da entrada em operação dos FPSOs Cidade de Anchieta (Baleia Azul), Cidade de São Paulo (Sapinhoá), Cidade de Paraty (Piloto Lula NE) e Cidade de Itajaí (Baúna), com custos unitários iniciais mais elevados, além do reajuste salarial concedido no ACT 2012 e do provisionamento do reajuste em negociação no ACT 2013.

Lifting Cost com participações governamentais

(3T-2013 x 2T-2013): O indicador em dólar aumentou 4%. Excluindo o efeito cambial, o indicador aumentou 6%, devido à variação do preço médio de referência do petróleo nacional, vinculado às cotações internacionais.

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): Excluindo o efeito cambial, o indicador permaneceu estável. A parcela de Participações Governamentais, excluindo o efeito cambial, foi menor em 10%, devido à redução do preço médio de referência do petróleo nacional, em dólares, vinculado às cotações internacionais, e aos novos patamares das alíquotas de participação especial sobre os campos de Marlim, Jubarte e Barracuda, em decorrência da menor produção.

(*) Não revisado pelo auditor independente.

⁷ No 1T-2013, o indicador gerencial Lifting Cost foi revisado, em aderência aos critérios internacionais de contabilidade (IFRS), para não mais contemplar os gastos com paradas programadas. Pelo critério anterior, baseado nos princípios contábeis norte-americanos USGAAP, os gastos com paradas programadas influenciavam o indicador no período de sua realização, ou seja, no momento do consumo do material ou da realização do serviço. Para manter a comparabilidade entre os períodos, a série histórica de 2012 foi ajustada de acordo com os novos critérios. Cabe ressaltar que essa adequação não trouxe efeitos para os procedimentos adotados na elaboração das demonstrações contábeis societárias e no cálculo do EBITDA da Petrobras, que já consideram os gastos de amortização das paradas programadas no grupo de Depreciação/Amortização, de acordo com o período de suas campanhas.



DESTAQUES FINANCEIROS

ABASTECIMENTO

3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	Resultado líquido	Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
(5.527)	(2.516)	(120)	(5.652)		(12.299)	(17.281)	29

(3T-2013x 2T-2013): Os maiores custos com aquisição/transferência de petróleo, decorrentes da apreciação do dólar frente ao real associada à elevação das cotações internacionais da *commodity*, bem como a maior participação de derivados importados no mix de vendas para atender a demanda sazonal, determinaram o aumento do resultado negativo.

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): A melhora no resultado refletiu os reajustes nos preços do diesel e da gasolina e o maior processamento nas refinarias, ocasionando a redução do volume de derivados importados no mix de vendas, compensados parcialmente pelos maiores custos com aquisição/transferência de petróleo.

3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	Importações e exportações de petróleo e derivados (mil barris/dia) ^(*)	Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
334	447	(25)	385	Importação de petróleo	421	361	17
493	261	89	437	Importação de derivados	377	409	(8)
827	708	17	822	Importação de petróleo e derivados	798	770	4
206	162	27	375	Exportação de petróleo ⁸	195	408	(52)
196	197	(1)	176	Exportação de derivados	195	198	(2)
402	359	12	551	Exportação de petróleo e derivados	390	606	(36)
(425)	(349)	22	(271)	Exportação (import.) líquida de petróleo e derivados	(408)	(164)	149
-	2	(100)	12	Exportação outros	2	8	(75)

(3T-2013 x 2T-2013): Menores importações de petróleo devido à formação de estoques no 2T-2013 como preparação para parada programada de terminal em Angra dos Reis.

Aumento nas exportações de petróleo devido a maior disponibilidade gerada pela ocorrência de paradas programadas em refinarias no 3T-2013.

Aumento nas importações de derivados para atendimento do crescimento sazonal do plantio e da atividade industrial.

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): Maiores importações de petróleo em função de maior processamento nas refinarias;

Redução das exportações de petróleo, devido à menor produção e maior processamento nas refinarias, e de derivados, para atendimento da demanda do mercado interno. O aumento da produção nas refinarias proporcionou uma menor importação de derivados.

^(*) Não revisado pelo auditor independente.

⁸ Estão contemplados os volumes de exportações de petróleo oriundos das áreas de negócio de Abastecimento e de Exploração e Produção.



DESTAQUES FINANCEIROS

3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	Indicadores Operacionais do Refino (mil barris/dia) ^(*)	Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
2.128	2.138	-	2.026	Produção de derivados	2.131	1.992	7
2.102	2.079	1	2.013	Capacidade instalada de processamento primário ⁹	2.102	2.013	4
96	99	(3)	97	Utilização (%) da capacidade nominal ¹⁰	98	95	3
2.072	2.102	(1)	1.974	Carga processada - país ¹¹	2.086	1.935	8
82	79	3	82	Participação do óleo nacional na carga processada (%)	81	82	(1)

(3T-2013 x 2T-2013): A carga fresca processada diária foi 1% inferior quando comparada ao do 2T-2013, em decorrência de parada programada em unidades de destilação da REDUC, REVAP e da REGAP.

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): A carga fresca processada diária foi 8% superior em função da partida de novas unidades de qualidade e conversão e da melhora sustentável de performance operacional obtida através da otimização de processos de refino e remoção de gargalos logísticos. O novo patamar foi obtido respeitando os limites de projeto dos equipamentos e os requisitos de segurança, meio ambiente e qualidade dos produtos.

3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	Custo do refino - país ^{12(*)}	Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
3,26	3,08	6	3,50	Custo do refino (US\$/barril)	3,16	3,46	(9)
7,45	6,37	17	7,07	Custo de refino (R\$/barril)	6,69	6,65	1

(3T-2013 x 2T-2013): Aumento de 6% do indicador em dólar. Em reais, o indicador aumentou 17%, principalmente, em função do aumento dos gastos com pessoal, decorrente do provisionamento do reajuste salarial e da gratificação contingente, em negociação no ACT 2013.

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): O indicador em dólar foi 9% menor. Em reais, houve aumento de 1%, devido, principalmente, ao aumento dos gastos com pessoal, em função do reajuste salarial concedido no ACT 2012 e do provisionamento do reajuste salarial em negociação no ACT 2013, compensados, em parte, pela maior carga fresca processada e pela redução dos gastos com manutenção de rotina.

^(*) Não revisado pelo auditor independente.

⁹ Capacidade instalada de processamento primário considera carga máxima sustentável de petróleo alcançada nas unidades de destilação, respeitando os limites de projeto dos equipamentos e os requisitos de segurança, meio ambiente e qualidade dos produtos. É menor que a capacidade autorizada pela ANP (inclusive autorizações temporárias) e Órgãos Ambientais.

¹⁰ Utilização (%) da capacidade nominal considera a relação entre a capacidade instalada de processamento primário de petróleo e carga processada de petróleo no país.

¹¹ Carga processada – é composta pelo somatório da carga processada de petróleo e LGN.

¹² No 1T-2013, o indicador gerencial Custo do Refino foi revisado, em aderência aos critérios internacionais de contabilidade (IFRS), para não mais contemplar os gastos com paradas programadas. Pelo critério anterior, baseado nos princípios contábeis norte-americanos USGAAP, os gastos com paradas programadas influenciavam o indicador no período de sua realização, ou seja, no momento do consumo do material ou da realização do serviço. Para manter a comparabilidade entre os períodos, a série histórica de 2012 foi ajustada de acordo com os novos critérios. Cabe ressaltar que essa adequação não trouxe efeitos para os procedimentos adotados na elaboração das demonstrações contábeis societárias e no cálculo do EBITDA da Petrobras, que já consideram os gastos de amortização das paradas programadas no grupo de Depreciação/Amortização, de acordo com o período de suas campanhas.



DESTAQUES FINANCEIROS

GÁS & ENERGIA

3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	Resultado líquido	Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
(192)	576	(133)	345		1.262	1.138	11

(3T-2013 x 2T-2013): O menor volume de geração e o menor preço médio de realização de energia elétrica, decorrente do maior nível dos reservatórios, associados aos maiores custos médios com importação de gás natural determinaram a apuração de resultado negativo. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela menor importação de gás natural liquefeito (GNL).

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): O aumento do lucro líquido decorreu do maior volume de geração e do maior preço médio de realização de energia elétrica, em razão do menor nível dos reservatórios. Esses fatores foram parcialmente compensados pelos maiores custos com importação de gás natural e de GNL para atender à demanda do setor termelétrico.

3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	Indicadores físicos e financeiros (*)	Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
1.873	2.318	(19)	2.496	Vendas de energia elétrica (contratos) - MW médio	2.026	2.303	(12)
3.483	4.493	(22)	1.977	Geração de energia elétrica - MW médio	4.359	1.826	139
180	250	(28)	131	Preço de liquidação das diferenças (PLD)-R\$/MWh ¹³	252	112	125
84	122	(31)	54	Importação de Gás Natural Liquefeito - GNL (mil barris/dia)	102	49	108
197	196	1	155	Importação de Gás (mil barris/dia)	197	165	19

(3T-2013x 2T-2013): A redução nas vendas (19%) foi resultado da menor demanda de curto prazo, em função das novas regras estabelecidas pela Resolução CNPE 03/2013.

A redução de 22% na geração de energia e de 31% na importação de Gás Natural Liquefeito foram devidas ao menor volume de despacho solicitado pelo Operador Nacional do Sistema - ONS.

O decréscimo do PLD de 28% foi decorrente da melhoria das condições hidrológicas no 3T-2013.

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): A redução de 12% do volume nas vendas de energia deve-se à menor demanda de curto prazo em função das novas regras (Resolução CNPE 03/2013).

O aumento no volume gerado de energia de 139% e no PLD de 125% foi reflexo da menor afluência ao longo do período.

O aumento na importação, tanto de Gás Natural Liquefeito de 108%, quanto de Gás Natural da Bolívia de 19%, foi devido ao crescimento da demanda termelétrica no período.

(*) Não revisado pelo auditor independente.

¹³ PLD - Preços semanais ponderados por patamar de carga livre (leve, médio e pesado), número de horas e capacidade do submercado.



DESTAQUES FINANCEIROS

BIOCOMBUSTÍVEL

3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	Resultado líquido	Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
(96)	(74)	(30)	(44)		(218)	(201)	(8)

(3T-2013 x 2T-2013): Os menores preços médios de realização de biodiesel (7%), associados às perdas de estoques de mudas de palma e aos menores resultados com participações em investidas do setor de biodiesel, provocaram o aumento do prejuízo. Esses fatores foram compensados parcialmente pela redução das perdas com participações em investidas do setor de etanol, decorrente do aumento no volume de vendas de açúcar e etanol.

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): Os menores preços médios de realização nas operações de biodiesel (5%), associados ao maior custo médio da matéria prima e às perdas de estoques de mudas de palma, determinaram a apuração de maior prejuízo. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução das perdas com participações em investidas do setor de etanol, devido ao maior volume comercializado de açúcar.

DISTRIBUIÇÃO

3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	Resultado líquido	Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
312	459	(32)	413		1.487	1.249	19

(3T-2013x 2T-2013): A redução do lucro líquido decorreu das menores margens médias de comercialização de combustíveis (8%), devido ao menor nível de despacho termelétrico em relação ao 2T-2013 e do provisionamento do reajuste salarial em negociação no ACT 2013.

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): O aumento no lucro líquido decorreu do acréscimo nas margens médias de comercialização (13%) e no volume de vendas (6%). Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos maiores gastos com frete e pessoal, em função do reajuste salarial concedido no ACT 2012 e do provisionamento do reajuste em negociação no ACT 2013.

3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	Market Share ^(*)	Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
36,1%	37,7%	(2)	37,6%		37,5%	37,9%	-

(3T-2013x 2T-2013): A perda de Market Share no 3T-2013 é explicada principalmente pela redução do despacho térmico para o sistema integrado no período.

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): Em que pese o crescimento das vendas, houve uma redução do Market Share em decorrência de um reposicionamento das margens.

^(*) Não revisado pelo auditor independente.



DESTAQUES FINANCEIROS

INTERNACIONAL

3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	Resultado líquido	Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
308	1.968	(84)	902		3.008	1.934	56

(3T-2013 x 2T-2013): O menor resultado líquido decorreu dos ganhos apurados no 2T-2013, em razão da venda de 50% de ativos na África, atenuado pelo ganho na venda do campo de Coulomb (EUA) no 3T-2013.

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): O aumento do lucro líquido refletiu os ganhos nas vendas de ativos no âmbito do Programa de Desinvestimentos (PRODESIN), principalmente na África e nos EUA, compensados parcialmente pela menor produção de petróleo e LGN.

3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	Produção Internacional (mil barris/dia) ^{14 (*)}	Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
82	139	(41)	142	Produção internacional consolidada			
92	90	2	94	Petróleo e LGN	121	142	(15)
174	229	(24)	236	Gás natural	92	96	(4)
34	6	467	6	Total	213	238	(11)
208	235	(11)	242	Produção internacional não consolidada	15	7	114
				Produção total internacional	228	245	(7)

(3T-2013 x 2T-2013): A produção consolidada de óleo e LGN reduziu 41%, em função da venda de 50% de participação societária das empresas da África, principalmente Nigéria, ocorrida em junho. A partir desta data, os 50% restantes da produção que pertencem à Petrobras passaram a ser considerados como produção não consolidada, dado que a Companhia passou a deter o controle compartilhado destas empresas.

A produção consolidada de gás natural aumentou 2%, principalmente na Bolívia, em função da parada para manutenção ocorrida no campo de San Alberto no 2T-2013.

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): A produção consolidada de óleo e LGN reduziu 15%, em função da venda de 50% da participação societária das empresas da África (principalmente Nigéria), em junho/2013. A partir desta data, os 50% restantes da produção que pertencem à Petrobras passaram a ser considerados como produção não consolidada.

A produção de gás natural reduziu, principalmente, na Argentina em função do fechamento de um poço de gás no campo de Santa Cruz, ocasionado pelo aumento da produção de água.

(*) Não revisado pelo auditor independente.

¹⁴ Alguns países que compõem a produção internacional, tais como Nigéria e Angola, estão sob o regime de partilha de produção, com as participações governamentais pagas em óleo.



DESTAQUES FINANCEIROS

3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	Lifting Cost - Internacional (US\$/barril) ^{15 (*)}	Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
9,73	8,75	11	9,07		8,93	8,47	5

(3T-2013 x 2T-2013): Aumento de 11% ocasionado pela venda, em junho/2013, de 50% de participação nas empresas da Nigéria. Como os campos deste país têm custos relativamente baixos, esta mudança de portfólio tem o efeito de elevar o custo médio consolidado.

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): O aumento de 5% deve-se, principalmente, aos maiores custos na Argentina, decorrentes de serviços de manutenção em poços, reajuste da tarifa de energia elétrica e remediação ambiental de tanques de armazenamento da produção. Soma-se a este efeito a venda de participação das empresas da Nigéria, que possuem custos relativamente baixos.

3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	Indicadores Operacionais do Refino - Internacional (mil barris/dia) ^(*)	Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
149	181	(18)	170	Carga processada	167	183	(9)
161	199	(19)	183	Produção de derivados	182	197	(8)
231	231	-	231	Capacidade instalada de processamento primário	231	231	-
61	73	(12)	69	Utilização (%) da capacidade nominal	68	72	(4)

(3T-2013 x 2T-2013): Menor carga processada (18%), com redução da produção de derivados e da utilização da capacidade nominal, devido à parada da refinaria do Japão em julho para a realização de inspeções determinantes para obtenção de certificação pelo órgão regulador. Houve também uma parada na unidade de reforma catalítica desta refinaria, levando à redução da carga processada de petróleo até setembro. Nos EUA, ocorreu uma parada de seis dias na unidade de destilação em agosto para descoqueamento do forno.

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): Menor carga processada (9%), com redução da produção de derivados e da utilização da capacidade nominal, principalmente na refinaria do Japão, em decorrência das paradas não programadas ocorridas em 2013 e da redução da demanda de derivados no país. A carga foi inferior também nos EUA, em função da limitação operacional de processamento de óleo leve não convencional (Eagleford), e da parada da unidade de destilação em agosto, para descoqueamento do forno.

3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	Custo do refino - Internacional (US\$/barril) ^{15 (*)}	Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
4,26	3,76	13	4,13		3,92	3,60	9

(3T-2013 x 2T-2013): O custo unitário do refino aumentou 13%, em função da menor carga processada neste trimestre no Japão e nos EUA, decorrente de paradas não programadas.

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): O aumento do custo unitário de 9% foi em função da redução na carga processada no Japão e dos maiores gastos com seguros nos EUA.

(*) Não revisado pelo auditor independente.

¹⁵ No 1T-2013, os indicadores gerenciais Lifting Cost e Custo do Refino foram revisados, em aderência aos critérios internacionais de contabilidade (IFRS), para não mais contemplarem os gastos com paradas programadas. Pelo critério anterior, baseado nos princípios contábeis norte-americanos USGAAP, os gastos com paradas programadas influenciavam os indicadores no período de sua realização, ou seja, no momento do consumo do material ou da realização do serviço. Para manter a comparabilidade entre os períodos, a série histórica de 2012 foi ajustada de acordo com os novos critérios. Cabe ressaltar que essa adequação não trouxe efeitos para os procedimentos adotados na elaboração das demonstrações contábeis societárias e no cálculo do EBITDA da Petrobras, que já consideram os gastos de amortização das paradas programadas no grupo de Depreciação/Amortização, de acordo com o período de suas campanhas.



DESTAQUES FINANCEIROS

Volume de vendas – mil barris/dia (*)

3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012		Período Jan - Set		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
1.031	978	5	984	Diesel	977	921	6
587	583	1	569	Gasolina	583	557	5
71	103	(31)	78	Óleo combustível	97	77	26
172	170	1	169	Nafta	174	168	4
243	233	4	232	GLP	230	224	3
108	104	4	106	QAV	105	106	(1)
210	201	4	212	Outros	203	199	2
2.422	2.372	2	2.350	Total de derivados	2.369	2.252	5
95	83	14	85	Alcoóis, nitrogenados renováveis e outros	86	80	8
392	435	(10)	341	Gás natural	415	340	22
2.909	2.890	1	2.776	Total mercado interno	2.870	2.672	7
402	361	11	563	Exportação	392	614	(36)
505	501	1	548	Vendas internacionais	498	512	(3)
907	862	5	1.111	Total mercado externo	890	1.126	(21)
3.816	3.752	2	3.887	Total geral	3.760	3.798	(1)

(3T-2012 x 2T-2013): O volume de vendas no mercado interno foi 1% superior, destacando-se os seguintes produtos:

- Diesel (aumento de 5%) - sazonalidade do consumo de óleo diesel, decorrente do plantio da safra de grãos de verão e da atividade industrial;
- GLP (aumento de 4%) - sazonalidade de consumo de GLP P-13 em função das temperaturas médias mais baixas no 3T-2013 nas principais regiões consumidoras;
- Óleo Combustível (redução de 31%) - menores entregas para térmicas emergenciais;
- Gás natural (redução de 10%) - menor demanda termelétrica, em virtude de melhores afluências nos reservatórios hidrelétricos.

(Jan-Set/2013 x Jan-Set/2012): O volume de vendas no mercado interno foi 7% superior, destacando-se os seguintes produtos:

- Óleo diesel (aumento de 6%) - crescimento da atividade de varejo, maior consumo em termelétricas, aumento da safra de grãos e crescimento da frota de veículos leves a diesel (van, pick up e SUV);
- Gasolina (aumento de 5%) - crescimento da frota de veículos flex associado à vantagem do preço da gasolina em relação ao etanol em diversos estados e diminuição da colocação de gasolina por outros players. Estes fatores foram parcialmente compensados pelo aumento do teor de etanol anidro na gasolina C de 20% para 25%;
- Óleo Combustível (aumento de 26%) - aumento da utilização em térmicas para geração de energia elétrica e aumento do consumo em algumas empresas para disponibilizar gás natural às térmicas;
- Gás natural (aumento de 22%) - maior demanda termelétrica, em função do menor nível dos reservatórios das hidrelétricas.

(*) Não revisado pelo auditor independente.



DESTAQUES FINANCEIROS

LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL

Fluxos de caixa consolidado – Resumo ¹⁶

			R\$ milhões	Período Jan - Set	
3T-2013	2T-2013	3T-2012		2013	2012
72.761	46.262	45.947	Disponibilidades ajustadas no início do período ¹⁷	48.497	52.532
(21.511)	(19.027)	(19.629)	Títulos públicos federais no início do período	(20.869)	(16.785)
51.250	27.235	26.318	Caixa e equivalentes de caixa no início do período ¹⁶	27.628	35.747
14.358	16.197	16.366	Recursos gerados pelas atividades operacionais	45.434	42.468
(19.590)	(22.344)	(16.324)	Recursos utilizados em atividades de investimento	(58.254)	(53.818)
(24.348)	(23.173)	(19.778)	Investimentos em área de negócios	(65.929)	(55.877)
1.194	3.192	-	Recebimentos pela venda de ativos (desinvestimentos)	4.386	-
3.564	(2.363)	3.454	Investimentos em títulos e valores mobiliários	3.289	2.059
(5.232)	(6.147)	42	(=) Fluxo de caixa líquido	(12.820)	(11.350)
(3.791)	31.281	3.787	Financiamentos líquidos	28.623	10.868
9.692	53.820	13.722	Captações	70.841	35.862
(13.483)	(22.539)	(9.935)	Amortizações	(42.218)	(24.994)
(2.904)	(2.869)	(13)	Dividendos pagos a acionistas	(5.774)	(6.186)
(1)	(95)	11	Participação de acionistas não controladores	(200)	93
28	1.845	42	Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	1.893	1.015
39.350	51.250	30.187	Caixa e equivalentes de caixa no fim do período ¹⁶	39.350	30.187
18.529	21.511	22.433	Títulos públicos federais no fim do período	18.529	22.433
57.879	72.761	52.620	Disponibilidades ajustadas no fim do período ¹⁷	57.879	52.620

O aumento de R\$ 2.966 milhões na geração de caixa operacional em 2013, comparativamente a 2012, se deve principalmente ao efeito positivo de reajustes no preço de diesel e gasolina ao longo de 2012 e 2013 e do crescimento de 7% na produção de derivados, parcialmente compensados pelo impacto da desvalorização do real sobre os custos de importação de derivados e GNL, além do menor volume de exportações de petróleo. A geração operacional foi 11% inferior no 3T-2013 (R\$ 1.839 milhões), comparativamente ao 2T-2013, em função dos maior volume de importação de derivados e do efeito da depreciação cambial sobre os custos.

Em 2013 o caixa utilizado para investimentos nos negócios da Companhia foi 18% superior a 2012 (R\$ 10.052 milhões), principalmente em E&P e Abastecimento e no 3T-2013 houve aumento de 5% (R\$ 1.175 milhões). Tais efeitos foram parcialmente compensados por R\$ 4.386 milhões em 2013 (R\$ 1.194 milhões no 3T-2013) recebidos em desinvestimentos realizados no escopo do Programa de Desinvestimentos.

Os recursos obtidos através de captações, líquidos de amortizações, aumentaram de R\$ 10.868 milhões em 2012 para R\$ 28.623 milhões em 2013, com destaque para a emissão de US\$ 11 bilhões de *bonds* em maio de 2013 no mercado norte-americano, além de captações no mercado bancário. No 3T-2013 houve amortização líquida de R\$ 3.791 milhões.

O caixa obtido através das captações líquidas (R\$ 28.623 milhões) juntamente com a geração das atividades operacionais (R\$ 45.434 milhões) e os R\$ 4.386 milhões em desinvestimentos supriram as necessidades de capital para investimento, amortização de dívidas e pagamento de dividendos, com incremento de R\$ 9.382 milhões nas disponibilidades ajustadas ¹⁷ em 2013 (R\$ 11.722 milhões em caixa e equivalentes de caixa). No 3T-2013 a geração de caixa operacional de R\$ 14.358 milhões não foi suficiente para cobrir a utilização de recursos para investimentos em negócios da Companhia (R\$ 24.348 milhões) e amortização líquida de dívidas e pagamento de dividendos (R\$ 6.695 milhões). Nesse contexto, houve redução de R\$ 14.882 milhões nas disponibilidades ajustadas.

Em 30 de setembro de 2013, caixa e equivalentes de caixa atingiram R\$ 39.350 milhões (R\$ 27.628 milhões em 31 de Dezembro de 2012 e R\$ 51.250 milhões em 30 de junho de 2013). As disponibilidades ajustadas, compreendendo títulos federais com vencimentos superiores a 90 dias atingiram R\$ 57.879 milhões, 19% superiores ao saldo de 31 de dezembro de 2012 (R\$ 48.497 milhões) e 20% inferiores a 30 de junho de 2013 (R\$ 72.761 milhões).

¹⁶ Para maior detalhamento, vide demonstração dos fluxos de caixa – Consolidado na página 21.

¹⁷ As disponibilidades ajustadas não foram calculadas segundo as normas internacionais de contabilidade e não devem ser consideradas isoladamente ou em substituição ao caixa e equivalentes de caixa, apurados em IFRS. As disponibilidades ajustadas não devem ser base de comparação com aquelas de outras empresas, contudo a administração acredita que são uma informação suplementar que ajuda os investidores a avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.



DESTAQUES FINANCEIROS

Investimentos consolidados

	R\$ milhões				
	Período Jan - Set				
	2013	%	2012	%	Δ%
Exploração e produção	38.277	55	30.973	52	24
Abastecimento	22.043	32	20.401	34	8
Gás e Energia	3.959	6	2.809	5	41
Internacional	3.491	5	3.575	6	(2)
Exploração e produção	3.241	93	3.311	93	(2)
Abastecimento	174	5	182	6	(4)
Gás e Energia	7	-	6	-	17
Distribuição	58	2	69	2	(16)
Outros	11	-	7	-	57
Distribuição	678	1	877	1	(23)
Biocombustível	62	-	40	-	55
Corporativo	753	1	1.133	2	(34)
Total de investimentos	69.263	100	59.808	100	16

Em linha com seus objetivos estratégicos, a Petrobras atua de forma associada com outras empresas em *joint ventures*, no Brasil e no exterior, como concessionária de direitos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

No período findo em 30 de setembro de 2013 investimos um total de R\$ 69.263 milhões, direcionados ao aumento da capacidade produtiva e à modernização e ampliação do parque de refino.



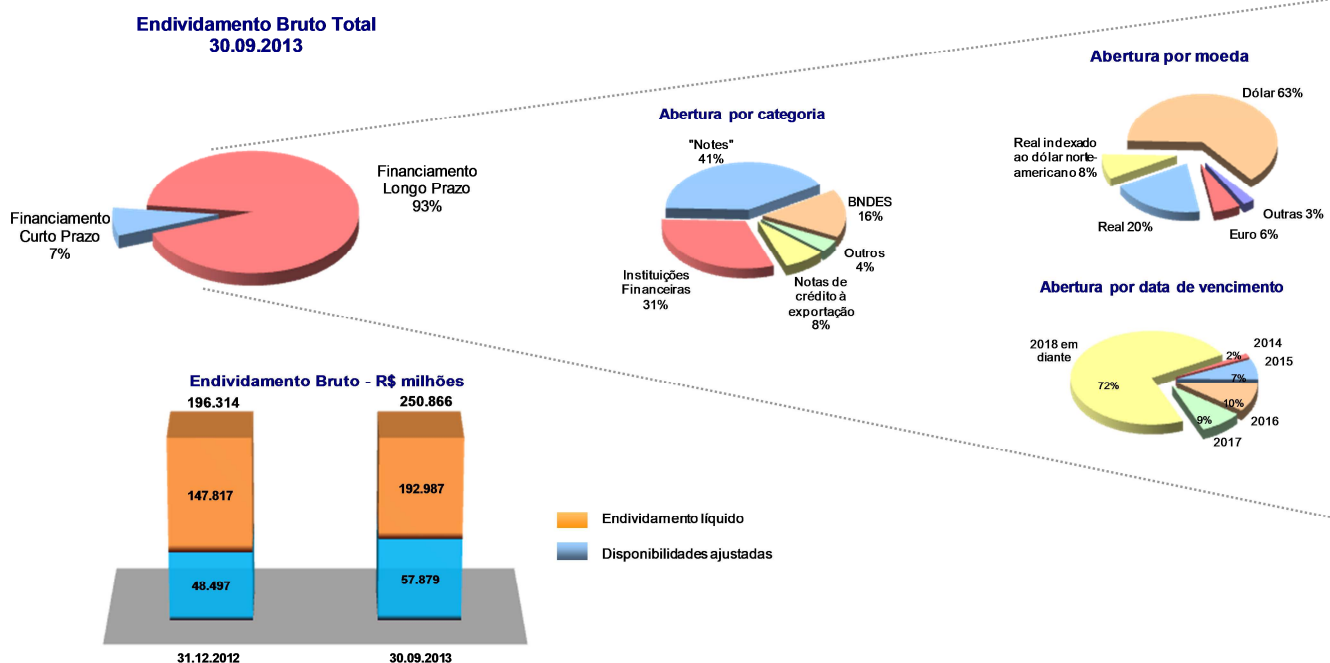
DESTAQUES FINANCEIROS

Endividamento consolidado

	R\$ milhões		
	30.09.2013	31.12.2012	Δ%
Endividamento curto prazo ¹⁸	18.189	15.320	19
Endividamento longo prazo ¹⁹	232.677	180.994	29
Total	250.866	196.314	28
Disponibilidades	39.350	27.628	42
Títulos públicos federais (vencimento superior a 90 dias)	18.529	20.869	(11)
Disponibilidades ajustadas	57.879	48.497	19
Endividamento líquido²⁰	192.987	147.817	31
Endividamento líquido/(endividamento líquido+patrimônio líquido)	36%	31%	5
Passivo total líquido ²¹	700.554	635.366	10
Estrutura de capital (capital de terceiros líquido / passivo total líquido)	51%	48%	3
Índice de Dívida Líquida/EBITDA ajustado	3,05	2,77	10

	U.S.\$ milhões		
	30.09.2013	31.12.2012	Δ%
Endividamento curto prazo ¹⁸	8.157	7.497	9
Endividamento longo prazo ¹⁹	104.340	88.570	18
Total	112.497	96.067	17
Endividamento líquido ²⁰	86.542	72.335	20

O endividamento líquido do Sistema Petrobras em Reais aumentou 31% em relação a 31.12.2012, em decorrência de captações de longo prazo e do impacto da depreciação cambial de 9,1%.



¹⁸ Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 40 milhões em 30.09.2013 e R\$ 37 milhões em 31.12.2012).

¹⁹ Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 183 milhões em 30.09.2013 e R\$ 176 milhões em 31.12.2012).

²⁰ O endividamento líquido não foi calculado segundo as normas internacionais de contabilidade - IFRS e não deve ser considerado isoladamente ou em substituição ao endividamento total de longo prazo, calculado de acordo com IFRS. O cálculo do endividamento líquido não deve ser base de comparação com o endividamento líquido de outras empresas. A administração acredita que a dívida líquida é uma informação suplementar que ajuda os investidores a avaliar nossa liquidez e auxilia na gestão pela busca de melhorias na alavancagem.

²¹ Passivo total líquido das disponibilidades ajustadas.



DESTAQUES FINANCEIROS

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Demonstração do Resultado – Consolidado

R\$ milhões					
3T-2013	2T-2013	3T-2012	Período Jan - Set		
			2013	2012	
77.700	73.627	73.793	Receita de vendas	223.862	207.974
(61.115)	(54.919)	(55.707)	Custo dos produtos e serviços vendidos	(169.713)	(153.629)
16.585	18.708	18.086	Lucro bruto	54.149	54.345
(2.862)	(2.553)	(2.532)	Vendas	(7.709)	(7.234)
(2.803)	(2.589)	(2.541)	Gerais e administrativas	(7.863)	(7.237)
(2.214)	(1.206)	(1.292)	Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(4.702)	(5.719)
(590)	(595)	(586)	Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(1.858)	(1.535)
(219)	(249)	(171)	Tributárias	(691)	(489)
(2.403)	(409)	(2.364)	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(4.876)	(6.478)
(11.091)	(7.601)	(9.486)		(27.699)	(28.692)
5.494	11.107	8.600	Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	26.450	25.653
1.205	909	981	Receitas financeiras	3.086	3.815
(1.240)	(1.280)	(1.095)	Despesas financeiras	(3.719)	(2.832)
(985)	(3.180)	(455)	Var. monetárias e cambiais	(2.548)	(7.494)
(1.020)	(3.551)	(569)	Resultado financeiro líquido	(3.181)	(6.511)
493	390	192	Resultado de participações em investimentos	1.039	(98)
4.967	7.946	8.223	Lucro antes dos impostos	24.308	19.044
(1.425)	(2.267)	(2.588)	Imposto de renda e contribuição social	(7.252)	(5.852)
3.542	5.679	5.635	Lucro Líquido (prejuízo)	17.056	13.192
			Atribuível aos:		
3.395	6.201	5.567	Acionistas da Petrobras	17.289	13.435
147	(522)	68	Acionistas não controladores	(233)	(243)
3.542	5.679	5.635		17.056	13.192



DESTAQUES FINANCEIROS

Balanço Patrimonial – Consolidado²²

ATIVO	R\$ milhões	
	30.09.2013	31.12.2012
Circulante	137.242	118.102
Caixa e equivalentes de caixa	39.350	27.628
Títulos e valores mobiliários	18.546	21.316
Contas a receber, líquidas	21.519	22.681
Estoques	33.570	29.736
Impostos e contribuições	15.246	11.387
Ativos não-correntes para venda	4.341	290
Outros ativos circulantes	4.670	5.064
Não Circulante	621.191	565.761
Realizável a L. Prazo	60.924	53.361
Contas a receber, líquidas	9.806	9.075
Títulos e valores mobiliários	333	359
Depósitos judiciais	6.020	5.510
Imposto de renda e contribuição social diferidos	21.006	17.440
Impostos e contribuições	12.052	10.673
Adiantamento a fornecedores	7.673	6.449
Outros ativos realizáveis a longo prazo	4.034	3.855
Investimentos	15.105	12.477
Imobilizado	464.648	418.716
Intangível	80.514	81.207
Total do Ativo	758.433	683.863

PASSIVO	R\$ milhões	
	30.09.2013	31.12.2012
Circulante	69.961	69.620
Fornecedores	25.914	24.775
Financiamentos	18.189	15.320
Impostos e contribuições	11.071	12.522
Dividendos propostos	–	6.154
Salários, férias, encargos e participações	6.481	4.420
Planos de pensão e saúde	1.665	1.610
Passivos sobre ativos não-correntes para venda	1.018	–
Outras contas e despesas a pagar	5.623	4.819
Não Circulante	345.370	283.761
Financiamentos	232.677	180.994
Imposto de renda e contribuição social diferidos	45.640	39.262
Planos de pensão e saúde	42.998	40.051
Provisão para desmantelamento de áreas	18.447	19.292
Provisão para processos judiciais	3.453	2.585
Outras contas e despesas a pagar	2.155	1.577
Patrimônio Líquido	343.102	330.482
Capital Social realizado	205.411	205.392
Reservas de lucros e outras	135.901	122.736
Participação dos acionistas não controladores	1.790	2.354
Total do passivo	758.433	683.863

²² Alguns valores de 2012 foram ajustados pela adoção da emenda ao IAS 19, que eliminou o método corredor para reconhecimento de ganhos ou perdas atuariais (vide nota 2.2 do ITR 30.09.2013).



DESTAQUES FINANCEIROS

Demonstração dos Fluxos de Caixa – Consolidado

			R\$ milhões	
3T-2013	2T-2013	3T-2012		
			Período Jan - Set	
			2013	2012
3.395	6.201	5.567	17.289	13.435
10.963	9.996	10.800	28.145	29.033
7.597	6.984	5.775	20.963	15.841
2.027	3.417	1.329	4.391	7.972
147	(522)	68	(233)	(243)
(493)	(390)	(192)	(1.039)	98
(343)	(1.371)	33	(1.743)	13
2.016	3.060	1.786	7.198	3.580
1.684	624	844	2.915	4.126
366	324	170	837	1.082
1.360	1.373	1.007	4.135	3.019
(3.164)	687	(1.315)	(4.801)	(3.660)
(188)	404	(425)	590	(1.270)
849	(475)	3.026	774	3.736
(347)	(489)	(183)	(1.134)	(923)
(1.956)	(4.039)	(1.421)	(6.426)	(2.630)
1.408	409	298	1.718	(1.708)
14.358	16.197	16.367	45.434	42.468
(19.590)	(22.344)	(16.324)	(58.254)	(53.818)
(24.348)	(23.173)	(19.778)	(65.929)	(55.877)
1.194	3.192	-	4.386	-
3.564	(2.363)	3.454	3.289	2.059
(5.232)	(6.147)	43	(12.820)	(11.350)
(6.696)	28.317	3.784	22.649	4.775
9.692	53.820	13.721	70.841	35.862
(9.474)	(20.742)	(6.889)	(33.288)	(17.682)
(4.009)	(1.797)	(3.045)	(8.930)	(7.312)
(2.904)	(2.869)	(14)	(5.774)	(6.186)
(1)	(95)	11	(200)	93
28	1.845	42	1.893	1.015
(11.900)	24.015	3.869	11.722	(5.560)
51.250	27.235	26.318	27.628	35.747
39.350	51.250	30.187	39.350	30.187



DESTAQUES FINANCEIROS

INFORMAÇÕES CONTÁBEIS POR ÁREA DE NEGÓCIO

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio – Jan- Set/ 2013

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Receita de vendas	107.450	175.320	23.160	655	65.398	25.926	-	(174.047)	223.862
Intersegmentos	105.746	60.375	1.920	549	1.621	3.836	-	(174.047)	-
Terceiros	1.704	114.945	21.240	106	63.777	22.090	-	-	223.862
Custo dos produtos e serviços vendidos	(53.856)	(188.324)	(19.655)	(752)	(59.325)	(21.781)	-	173.980	(169.713)
Lucro bruto	53.594	(13.004)	3.505	(97)	6.073	4.145	-	(67)	54.149
Despesas	(7.335)	(5.900)	(1.868)	(174)	(3.824)	(540)	(8.325)	267	(27.699)
Vendas, gerais e administrativas	(679)	(4.428)	(1.706)	(86)	(3.761)	(1.357)	(3.808)	253	(15.572)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(4.440)	-	-	-	-	(262)	-	-	(4.702)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(925)	(344)	(88)	(42)	(2)	(5)	(452)	-	(1.858)
Tributárias	(71)	(106)	(129)	(2)	(29)	(216)	(138)	-	(691)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(1.220)	(1.022)	55	(44)	(32)	1.300	(3.927)	14	(4.876)
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	46.259	(18.904)	1.637	(271)	2.249	3.605	(8.325)	200	26.450
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	(3.181)	-	(3.181)
Resultado de participações em investimentos	5	177	276	(39)	2	623	(5)	-	1.039
Lucro antes dos Impostos	46.264	(18.727)	1.913	(310)	2.251	4.228	(11.511)	200	24.308
Imposto de renda/contribuição social	(15.728)	6.428	(557)	92	(764)	(1.108)	4.454	(69)	(7.252)
Lucro líquido (prejuízo)	30.536	(12.299)	1.356	(218)	1.487	3.120	(7.057)	131	17.056
Atribuível aos:									
Acionistas da Petrobras	30.480	(12.299)	1.262	(218)	1.487	3.008	(6.562)	131	17.289
Acionistas não controladores	56	-	94	-	-	112	(495)	-	(233)
	30.536	(12.299)	1.356	(218)	1.487	3.120	(7.057)	131	17.056

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio – Jan- Set/2012

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Receita de vendas	107.628	170.015	16.022	632	57.182	26.147	-	(169.652)	207.974
Intersegmentos	106.407	53.886	2.333	469	1.084	5.473	-	(169.652)	-
Terceiros	1.221	116.129	13.689	163	56.098	20.674	-	-	207.974
Custo dos produtos e serviços vendidos	(47.980)	(189.125)	(12.932)	(668)	(52.114)	(20.413)	-	169.603	(153.629)
Lucro bruto	59.648	(19.110)	3.090	(36)	5.068	5.734	-	(49)	54.345
Despesas	(8.250)	(6.610)	(1.616)	(167)	(3.178)	(2.019)	(7.115)	263	(28.692)
Vendas, gerais e administrativas	(742)	(4.643)	(1.363)	(94)	(3.125)	(1.293)	(3.474)	263	(14.471)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(5.320)	-	-	-	-	(399)	-	-	(5.719)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(720)	(300)	(38)	(53)	(3)	(1)	(420)	-	(1.535)
Tributárias	(79)	(94)	(61)	(2)	(20)	(130)	(103)	-	(489)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(1.389)	(1.573)	(154)	(18)	(30)	(196)	(3.118)	-	(6.478)
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	51.398	(25.720)	1.474	(203)	1.890	3.715	(7.115)	214	25.653
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	(6.511)	-	(6.511)
Resultado de participações em investimentos	(4)	(306)	226	(67)	2	49	2	-	(98)
Lucro antes dos Impostos	51.394	(26.026)	1.700	(270)	1.892	3.764	(13.624)	214	19.044
Imposto de renda/contribuição social	(17.475)	8.745	(501)	69	(643)	(1.701)	5.727	(73)	(5.852)
Lucro líquido (prejuízo)	33.919	(17.281)	1.199	(201)	1.249	2.063	(7.897)	141	13.192
Atribuível aos:									
Acionistas da Petrobras	33.925	(17.281)	1.138	(201)	1.249	1.934	(7.470)	141	13.435
Acionistas não controladores	(6)	-	61	-	-	129	(427)	-	(243)
	33.919	(17.281)	1.199	(201)	1.249	2.063	(7.897)	141	13.192



DESTAQUES FINANCEIROS

Demonstração do grupo de Outras Receitas (Despesas) – Jan- Set/2013

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Plano de Pensão e Saúde	-	-	-	-	-	-	(1.438)	-	(1.438)
Relações Institucionais e Projetos Culturais (Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(199)	(58)	(9)	-	(66)	(20)	(840)	-	(1.192)
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(68)	(103)	(9)	-	(64)	(26)	(859)	-	(1.129)
Acordos Coletivos de Trabalho	(779)	(47)	(177)	-	-	(53)	(27)	-	(1.083)
Ajustes ao Valor de Mercado dos Estoques	(359)	(178)	(33)	-	(50)	(11)	(242)	-	(873)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(7)	(275)	(8)	(55)	-	(492)	-	-	(837)
Resultado com Alienações/Baixas de Ativos	(51)	(139)	(9)	-	-	(26)	(163)	-	(388)
Subvenções e Assistências Governamentais	113	(98)	(4)	-	40	1.697	(5)	-	1.743
Perda no valor de Recuperação de Ativos - Impairment	29	53	37	-	-	84	1	-	204
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	101	(177)	267	11	108	147	(354)	14	117
	(1.220)	(1.022)	55	(44)	(32)	1.300	(3.927)	14	(4.876)

Demonstração do grupo de Outras Receitas (Despesas) – Jan- Set/2012

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Plano de Pensão e Saúde	-	-	-	-	-	-	(1.521)	-	(1.521)
Relações Institucionais e Projetos Culturais (Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(55)	(58)	(10)	-	(69)	(24)	(796)	-	(1.012)
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(115)	(394)	(55)	-	(47)	(161)	(213)	-	(985)
Acordos Coletivos de Trabalho	(828)	(146)	(138)	-	-	(44)	(22)	-	(1.178)
Ajustes ao Valor de Mercado dos Estoques	(350)	(203)	(31)	-	(47)	(12)	(232)	-	(875)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(19)	(388)	-	(13)	-	(661)	-	-	(1.081)
Resultado com Alienações/Baixas de Ativos	(39)	(144)	(5)	-	-	(59)	(170)	-	(417)
Subvenções e Assistências Governamentais	(19)	(70)	1	-	33	46	(4)	-	(13)
Perda no valor de Recuperação de Ativos - Impairment	36	46	16	-	-	606	-	-	704
Outros	-	-	(1)	-	-	-	-	-	(1)
	-	(216)	69	(5)	100	113	(160)	-	(99)
	(1.389)	(1.573)	(154)	(18)	(30)	(196)	(3.118)	-	(6.478)

Ativo Consolidado por Área de Negócio – 30.09.2013

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Ativo	343.484	208.012	63.355	2.563	17.477	39.864	97.178	(13.500)	758.433
Circulante	17.574	43.375	8.863	197	6.247	7.925	65.775	(12.714)	137.242
Não circulante	325.910	164.637	54.492	2.366	11.230	31.939	31.403	(786)	621.191
Realizável a longo prazo	13.288	10.414	4.628	6	4.523	5.362	23.489	(786)	60.924
Investimentos	208	5.586	1.739	1.866	12	5.601	93	-	15.105
Imobilizado	235.797	148.317	47.304	494	5.975	19.720	7.041	-	464.648
Em operação	143.444	71.378	38.563	449	4.486	9.421	4.758	-	272.499
Em construção	92.353	76.939	8.741	45	1.489	10.299	2.283	-	192.149
Intangível	76.617	320	821	-	720	1.256	780	-	80.514

Ativo Consolidado por Área de Negócio – 31.12.2012

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Ativo	310.199	186.895	58.145	2.550	16.615	38.284	86.097	(14.922)	683.863
Circulante	13.415	41.610	7.377	239	6.490	7.186	55.956	(14.171)	118.102
Não circulante	296.784	145.285	50.768	2.311	10.125	31.098	30.141	(751)	565.761
Realizável a longo prazo	10.462	9.364	3.504	33	3.785	4.564	22.400	(751)	53.361
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



DESTAQUES FINANCEIROS

Demonstração Consolidada do EBITDA Ajustado por Área de Negócio – Jan-Set/2013

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Lucro líquido (prejuízo)	30.536	(12.299)	1.356	(218)	1.487	3.120	(7.057)	131	17.056
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	3.181	-	3.181
Imposto de renda/Contribuição social	15.728	(6.428)	557	(92)	764	1.108	(4.454)	69	7.252
Depreciação/amortização	12.553	4.160	1.551	31	340	1.792	536	-	20.963
EBITDA	58.817	(14.567)	3.464	(279)	2.591	6.020	(7.794)	200	48.452
Participação em investimentos	(5)	(177)	(276)	39	(2)	(623)	5	-	(1.039)
Perda no valor de Recuperação de Ativos - Impairment	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA ajustado	58.812	(14.744)	3.188	(240)	2.589	5.397	(7.789)	200	47.413

Demonstração Consolidada do EBITDA Ajustado por Área de Negócio – Jan-Set/2012

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Lucro líquido (prejuízo)	33.919	(17.281)	1.199	(201)	1.249	2.063	(7.897)	141	13.192
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	6.511	-	6.511
Imposto de renda/Contribuição social	17.475	(8.745)	501	(69)	643	1.701	(5.727)	73	5.852
Depreciação/amortização	9.297	2.907	1.337	30	289	1.475	506	-	15.841
EBITDA	60.691	(23.119)	3.037	(240)	2.181	5.239	(6.607)	214	41.396
Participação em investimentos	4	306	(226)	67	(2)	(49)	(2)	-	98
Perda no valor de Recuperação de Ativos - Impairment	-	-	1	-	-	-	-	-	1
EBITDA ajustado	60.695	(22.813)	2.812	(173)	2.179	5.190	(6.609)	214	41.495



DESTAQUES FINANCEIROS

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio Internacional

	R\$ milhões						
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Demonstração do Resultado - Jan-Set/2013							
Receita de vendas	6.995	13.381	881	8.196	-	(3.527)	25.926
Intersegmentos	4.014	3.278	58	13	-	(3.527)	3.836
Terceiros	2.981	10.103	823	8.183	-	-	22.090
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	3.830	(54)	90	161	(414)	(8)	3.605
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	3.443	(41)	66	148	(600)	(8)	3.008

	R\$ milhões						
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Demonstração do Resultado - Jan-Set/2012							
Receita de vendas	7.691	13.392	877	7.388	-	(3.201)	26.147
Intersegmentos	5.437	3.173	53	11	-	(3.201)	5.473
Terceiros	2.254	10.219	824	7.377	-	-	20.674
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	4.059	(244)	203	103	(432)	26	3.715
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	2.461	(234)	214	102	(635)	26	1.934

Ativo Consolidado por Área de Negócio Internacional

	R\$ milhões						
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Ativo em 30.09.2013	30.305	6.263	1.356	2.405	2.603	(3.068)	39.864
Ativo em 31.12.2012	30.817	4.913	1.551	2.217	3.227	(4.441)	38.284

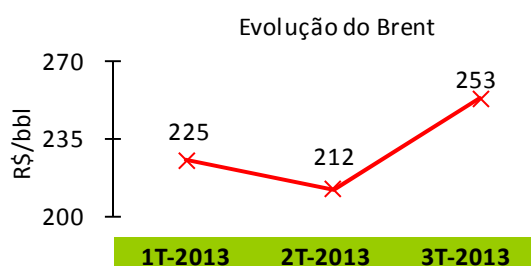


APÊNDICE

1. Efeito custo médio no CPV (R\$ milhões)

Em função do período de permanência dos produtos nos estoques, de 60 dias em média, o comportamento das cotações internacionais do petróleo e derivados, bem como do câmbio, sobre as importações e as participações governamentais, não influencia integralmente o custo das vendas do período, vindo a ocorrer por completo apenas no período subsequente. O quadro abaixo demonstra a estimativa dos efeitos no custo das vendas:

	2T-2013	3T-2013	Δ (*)
Efeito custo médio no CPV (R\$ milhões)	(43)	1.803	1.846
() aumento do CPV			



(*) Considerando o comportamento das cotações internacionais no momento da formação dos estoques, o CPV do 3T-2013 foi influenciado positivamente pela realização de custos unitários formados no período de mudança de tendência de baixa para alta das cotações internacionais, em conjunto com a apreciação do dólar frente ao real.

2. Reconciliação do EBITDA

R\$ milhões				Período Jan - Set		
3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012	2013	2012	2013 X 2012 (%)
3.542	5.679	(38)	5.635	17.056	13.192	29
1.020	3.551	(71)	569	3.181	6.511	(51)
1.425	2.267	(37)	2.588	7.252	5.852	24
7.597	6.984	9	5.775	20.963	15.841	32
13.584	18.481	(26)	14.567	48.452	41.396	17
(493)	(390)	(26)	(192)	(1.039)	98	(1.160)
-	-	-	-	-	1	(100)
13.091	18.091	(28)	14.375	47.413	41.495	14
17	25	(8)	19	21	20	1
Margem do EBITDA ajustado (%)²³						

O EBITDA não é uma medida definida pelas práticas contábeis internacionais (IFRS) e representa o lucro (prejuízo) antes dos juros, imposto de renda e contribuição social, depreciação e amortização. A Companhia divulga seu EBITDA ajustado (conforme Instrução CVM nº 527 de 4 de outubro de 2012), excluindo a participação em investimentos e a perda na recuperação de ativos, para proporcionar melhores informações sobre sua capacidade de pagamento de dívidas, manutenção de seus investimentos e da capacidade de cobrir sua necessidade de capital de giro. Ambas medidas não devem ser consideradas como alternativas ao lucro operacional e ao fluxo de caixa operacional, na qualidade de indicador de liquidez, para os períodos apresentados. O EBITDA ajustado pode não ser comparável com o mesmo indicador divulgado por outras empresas.

²³ A Margem do EBITDA ajustado é igual ao EBITDA ajustado dividido pela receita de vendas.



APÊNDICE

3. Impostos e Contribuições Consolidados

A contribuição econômica da Petrobras, medida por meio da geração de impostos, taxas e contribuições sociais correntes, totalizou R\$ 57.698 milhões.

R\$ milhões				Período Jan - Set			
3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012		2013	2012	2013 x 2012 (%)
Contribuição Econômica - País							
11.477	10.256	12	11.098	ICMS	31.914	29.476	8
-	-	-	13	CIDE	-	2.005	(100)
3.220	4.207	(23)	4.356	PIS/COFINS	11.819	11.893	(1)
1.394	1.937	(28)	2.190	Imposto de Renda e C.S.s/lucro	6.509	4.418	47
967	640	51	887	Outros	2.737	2.678	2
17.058	17.040	-	18.544	Subtotal País	52.979	50.470	5
1.393	1.827	(24)	1.621	Contribuição Econômica - Exterior	4.719	5.089	(7)
18.451	18.867	(2)	20.165	Total	57.698	55.559	4

4. Participações Governamentais

R\$ milhões				Período Jan - Set			
3T-2013	2T-2013	3T13 X 2T13 (%)	3T-2012		2013	2012	2013 x 2012 (%)
País							
4.011	3.480	15	3.519	Royalties	11.013	10.645	3
3.932	3.469	13	3.762	Participação Especial	10.897	11.798	(8)
41	43	(5)	40	Retenção de área	130	117	11
7.984	6.992	14	7.321	Subtotal País	22.040	22.560	(2)
236	217	9	226	Exterior	687	668	3
8.220	7.209	14	7.547	Total	22.727	23.228	(2)

As participações governamentais em Reais, no país, aumentaram 14%, devido principalmente ao acréscimo de 18% no preço médio de referência do petróleo nacional, sendo R\$/bbl 224,35 (US\$/bbl 98,06) no 3º trimestre de 2013, contra R\$/bbl 189,66 (US\$/bbl 91,65), no 2º trimestre de 2013, compensado parcialmente pela redução na produção nos grandes campos pagadores de participação especial.

A redução de 2% nas participações governamentais em Reais, no país, deve-se, principalmente a menor produção nos grandes campos pagadores de participação especial, que compensou o aumento de 7% no preço médio de referência do petróleo nacional, sendo R\$/bbl 204,23 (US\$/bbl 96,46) no Janeiro a setembro de 2013, contra R\$/bbl 191,28 (US\$/bbl 100,10) no mesmo período de 2012.



APÊNDICE

5. Ativos e Passivos sujeitos à variação cambial

A Companhia possui ativos e passivos sujeitos a variações de moedas estrangeiras, cuja principal exposição é o Real em relação ao Dólar norte-americano. A partir de meados de maio de 2013 a companhia estendeu a contabilidade de hedge para proteção de exportações futuras.

Essa prática, regulada no Brasil pelo pronunciamento contábil CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração permite que empresas reduzam impactos provocados por variações cambiais em seus resultados periódicos, desde que gerem fluxos de caixa futuros em moeda de outro país que se equivalham e tenham sentidos opostos. No caso da Petrobras, esse mecanismo contempla, inicialmente, cerca de 70% do total das dívidas líquidas expostas à variação cambial, protegendo parte das exportações, por um período de sete anos.

Com a extensão da Contabilidade de Hedge, os ganhos ou perdas oriundos das dívidas em dólares norte-americanos, provocados por variações cambiais, somente afetarão o resultado da Companhia na medida em que as exportações forem realizadas. Até que essas exportações sejam realizadas, as referidas variações serão acumuladas em conta do patrimônio líquido.

Os saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de subsidiárias e controladas no exterior não são inseridos na exposição abaixo, quando realizados em moedas equivalentes às suas respectivas moedas funcionais. Em 30 de setembro de 2013, a exposição líquida da Companhia é passiva, portanto, uma apreciação do Real frente as demais moedas gera receita de variação cambial, enquanto que uma desvalorização do Real representa uma despesa de variação cambial.

ITENS	R\$ milhões	
	30.09.2013	31.12.2012
Ativo	18.584	17.394
Passivo	(147.864)	(117.203)
Derivativos	617	(1.371)
Hedge Accounting	93.072	-
Total	(35.591)	(101.180)

SEGREGAÇÃO POR MOEDA	R\$ milhões	
	30.09.2013	31.12.2012
Dólar	(16.828)	(84.578)
Euro	(12.308)	(9.975)
Libra	(3.877)	(3.466)
Peso	(1.213)	(1.693)
Iene	(1.365)	(1.468)
Total	(35.591)	(101.180)

6. Movimentação Hedge Fluxo de Caixa

R\$ milhões			Período Jan - Set		
3T-2013	2T-2013	3T13 x 2T13 (%)	2013	2012	2013 x 2012 (%)
(1.437)	(11.162)	(87)	(10.982)	(7.494)	47
824	7.982	(90)	8.805	-	-
(372)	-	-	(371)	-	-
(985)	(3.180)	(69)	(2.548)	(7.494)	(66)