

Comentários da Presidente Sra. Maria das Graças Silva Foster

Prezados Acionistas e Investidores,

Nosso lucro operacional no segundo trimestre de 2014 foi de R\$ 8,8 bilhões, 17% acima do realizado no 1º trimestre (R\$ 7,6 bilhões). Esse aumento é explicado, principalmente, pela ausência de provisão para o Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário (R\$ 2,4 bilhões), ocorrida no 1T-2014. Por outro lado, houve menor ganho com a venda de ativos (R\$ 0,4 bilhão) além da baixa de projetos de E&P neste 2º trimestre (R\$ 0,4 bilhão).

O lucro líquido da Companhia totalizou R\$ 5,0 bilhões contra R\$ 5,4 bilhões verificados no trimestre anterior, em função, principalmente, do resultado financeiro, menor em R\$ 0,8 bilhão frente ao 1T-2014, bem como da maior alíquota efetiva de imposto de renda decorrente dos créditos fiscais que totalizaram R\$ 0,5 bilhão no primeiro trimestre deste ano.

Nossa produção média de óleo e LGN no Brasil foi de 1.972 mil bpd no 2T-2014, 2,6% acima do 1T-2014 (1.922 mil bpd). Este aumento é resultado do início da produção da P-62, no campo de Roncador, e da contribuição de novos poços nas plataformas P-55 (também em Roncador), P-58 (Parque das Baleias) e FPSO Cidade de São Paulo (campo de Sapinhoá).

A produção de petróleo vem crescendo de forma sustentada, saindo de 1.926 mil bpd em março para 2.008 mil bpd em junho, ou seja, acréscimo de 82 mil bpd de produção ao longo do 2T-2014. O custo de extração em Reais reduziu 3% neste 2º trimestre, consequência do ramp-up desses novos sistemas de produção.

Neste 2T-2014 conectamos 17 poços marítimos, número 31% superior ao do 1T-2014, quando conectamos 13 poços. Ao longo do segundo semestre conectaremos mais 33 poços, meta plenamente factível uma vez que estes poços, em sua maioria, já se encontram perfurados e completados. Além do que, nossa frota de PLSVs (Pipe-laying Support Vessels), embarcações necessárias para realizar estas conexões, era de 11 unidades em 2013, atualmente já são 14. Serão 19 unidades até dezembro.

A produção do mês de julho alcançou 2.049 mil bpd, 123 mil bpd a mais do que o produzido em março. O 4T-2014 será ainda melhor, pois teremos a contribuição de mais três sistemas de produção: a P-61/TAD, hoje na locação, no campo de Papa-Terra concluindo sua interligação à P-63; o FPSO Cidade de Ilhabela (campo de Sapinhoá Norte) e o FPSO Cidade de Mangaratiba (campo de Iracema Sul), ambos praticamente prontos para partirem rumo às suas locações definitivas. São estes avanços que nos farão entregar neste ano de 2014 uma produção de petróleo de 7,5% (+/-1 p.p.) superior ao realizado no ano de 2013.

Registro enorme satisfação com o recorde histórico de produção de 520 mil bpd no pré-sal, ocorrido em 24 de junho, patamar atingido com 25 poços produtores, 8 anos após sua descoberta. Melhor ainda, no dia 13 de julho, a produção do pré-sal operada pela Petrobras alcançou novo recorde, agora de 546 mil bpd, demonstrando inequívoca superação dos desafios mapeados no passado recente.

Mantivemos excelentes níveis operacionais nos demais segmentos de negócios. No Refino, a produção total de derivados foi de 2.180 mil bbl/dia no 2T-2014, 3% acima do 1T-2014, com destaque para o aumento da produção de diesel (+4,3%) e de gasolina (+2,6%). O fator de utilização foi de 98%, ante 96% no trimestre anterior. Ainda assim o custo de refino em Reais se manteve praticamente estável.

Alcançamos novo recorde de processamento de petróleo em junho, 2.172 mil bpd, 21 mil bpd acima do anterior obtido em março de 2014 (2.151 mil bpd). Esse resultado é fruto da busca contínua pelo aumento da eficiência das refinarias, cumpridos os requisitos de segurança, meio ambiente e saúde.

Assim crescerá a produção de derivados no 2º semestre, principalmente diesel e gasolina. Essa elevação será sustentada pela entrada do 1º trem da Refinaria Abreu e Lima (RNEST) a partir de novembro deste ano, ressaltando que algumas de suas principais unidades já estão sendo comissionadas, pelo maior fator de utilização do parque de refino bem como pela adequação do perfil da carga de petróleo. Esses fatores permitirão reduzir em cerca de 30% nossa importação de petróleo e derivados frente ao realizado neste 1º semestre. Nossa exportação de petróleo, que foi de 138 mil bpd no 2T-2014 (195 mil bpd no 1T-2014), alcançou 321 mil bpd no mês de julho.

Na Área de Gás e Energia, a oferta de gás ao mercado totalizou 96 milhões de m³/dia, um crescimento de 6% sobre o 1T-2014, puxado pela importação de GNL para atendimento ao maior despacho termelétrico. A geração de energia do parque da Petrobras chegou a 4,7 GW (4,1 GW no 1T-2014), com ganhos de margem, dado que o preço spot de venda de energia praticamente não se alterou (em torno de R\$ 650/MWh) e que o custo unitário do GNL importado foi 8% menor neste 2T-2014.

Nossa perspectiva é de menor dependência de importações de GNL no 2º semestre, já que a oferta de gás nacional se elevará cerca de 20% em relação ao verificado no 1º semestre.

Destaco a exitosa participação da Petrobras no 13º Leilão de Energia, realizado em maio, quando comercializamos, por 5 anos, até dezembro de 2019, 574 MW médios ao preço de R\$ 262/MWh, valor 12% superior aos preços futuros de energia negociados no mercado livre para o período.

Na Área Internacional, nossa produção total de óleo e gás foi de 217 mil boed, 4% superior aos 209 mil boed do 1T-2014, devido ao ramp-up dos campos de Cascade e Chinook, nos EUA, e pelo início da operação do campo de Kinteroni, no Peru. A carga total processada foi de 178 mil bbl/dia, 8% acima do verificado no 1T-2014, devido ao retorno da parada programada da refinaria de Okinawa, ocorrida em fevereiro, e à maior produção da refinaria de Pasadena, que alcançou 106 mil bbl/dia neste 2T-2014 devido à maximização da carga fresca e à excelente disponibilidade operacional.

Ressalto os resultados excepcionais do programa estruturante PROCOP - Programa de Otimização de Custos Operacionais o qual fechou o 1º semestre contabilizando uma economia de R\$ 4,9 bilhões, 39% acima do previsto (R\$ 3,6 bilhões), já tendo cumprido 68% da meta anual de R\$ 7,3 bilhões, e trazendo a perspectiva de superar a meta de 2014.

O Programa PROCOP continua cumprindo seu papel de implantar, consolidar na cultura da Companhia a gestão pela excelência em custos, capturando, por exemplo, as sinergias operacionais das diferentes áreas da Petrobras e de suas subsidiárias Transpetro, BR Distribuidora, Liquigás e Petrobras Biocombustível.

Como resultado, as 614 iniciativas de otimização de custos do PROCOP asseguraram uma contribuição de R\$ 1,6 bilhão ao Lucro Líquido deste 2T-2014, ou seja, sem o Programa estaríamos reportando um Lucro Líquido de R\$ 3,4 bilhões ao invés dos R\$ 5,0 bilhões ora informado.

Reitero a importância dos Excedentes da Cessão Onerosa para a manutenção de nossa produção no patamar de 4 milhões de bpd pós 2020, já que a Petrobras passará a ter acesso a volumes de petróleo que, segundo a ANP, variam entre 9,8 e 15,2 bilhões de boe nas áreas de Búzios, Entorno de Iara, Florim e Nordeste de Tupi. Trata-se de áreas conhecidas, de baixo risco exploratório, onde adquirimos 2 mil km² de sísmica 3D, perfuramos 17 poços (12 testados) e realizamos 3 Testes de Longa Duração (TLDs).

A contratação direta dos Excedentes da Cessão Onerosa está alinhada com o Plano Estratégico 2030 e propiciará a elevação do retorno sobre o capital empregado de toda a Companhia ao aumentar substancialmente a participação dos negócios de E&P no seu portfólio de investimentos.

Encerro esta carta aos nossos investidores e acionistas reafirmando que o crescimento da produção de petróleo, gás natural e derivados, especialmente diesel e gasolina, já é uma realidade em nosso dia a dia. Assim, em paralelo aos aumentos de produção e redução de custos, buscamos a convergência dos preços de derivados no Brasil com os preços internacionais, de tal forma a tornar factível o atendimento dos indicadores financeiros, Endividamento Líquido/EBITDA e Alavancagem, nos limites e prazos impostos à Diretoria Colegiada pelo Conselho de Administração em novembro de 2013.

Maria das Graças Silva Foster

Presidente

DESTAQUES FINANCEIROS

Principais itens e indicadores econômicos consolidados

R\$ milhões				1º Semestre			
2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013		2014	2013	2014 x 2013 (%)
82.298	81.545	1	73.626	Receita de vendas	163.843	146.162	12
19.015	19.454	(2)	18.707	Lucro bruto	38.469	37.564	2
8.848	7.577	17	11.341	Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	16.425	21.604	(24)
(940)	(174)	(440)	(3.551)	Resultado financeiro líquido	(1.114)	(2.161)	48
4.959	5.393	(8)	6.201	Lucro líquido consolidado atribuível aos acionistas da Petrobras	10.352	13.894	(25)
0,38	0,41	(8)	0,48	Lucro líquido por ação ¹	0,79	1,07	(27)
217.725	199.739	9	200.864	Valor de mercado (Controladora)	217.725	200.864	8
23	24	(1)	25	Margem bruta (%)	23	26	(3)
11	9	2	15	Margem operacional (%) ²	10	15	(5)
6	7	(1)	8	Margem líquida (%)	6	10	(4)
16.246	14.349	13	18.090	EBITDA ajustado – R\$ milhões ³	30.595	34.322	(11)
16.466	16.246	1	13.646	Resultado operacional por segmento de negócio			
(5.916)	(7.420)	20	(3.704)	. E&P	32.712	28.888	13
804	631	27	820	. Abastecimento	(13.336)	(10.128)	(32)
(72)	(66)	(9)	(77)	. Gás & Energia	1.435	2.019	(29)
737	757	(3)	710	. Biocombustível	(138)	(144)	4
652	454	44	2.209	. Distribuição	1.494	1.794	(17)
(2.696)	(3.379)	20	(2.614)	. Internacional	1.106	3.407	(68)
20.915	20.584	2	24.344	. Corporativo	(6.075)	(5.277)	(15)
109,63	108,22	1	102,44	Investimentos consolidados	41.499	44.113	(6)
2,23	2,37	(6)	2,07	Petróleo Brent (US\$/bbl)	108,93	107,50	1
2,20	2,26	(3)	2,22	Dólar médio de venda (R\$)	2,30	2,03	13
(2,7)	(3,4)	-	10,0	Dólar final de venda (R\$)	2,20	2,22	(1)
10,89	10,40	-	7,52	Variação dólar final (%)	(6,0)	8,4	-
				Selic- taxa média (%)	10,65	7,33	3
225,36	227,46	(1)	207,22	Indicadores de preços médios			
99,02	98,02	1	94,17	Preço derivados básicos merc. interno (R\$/bbl)	226,39	205,50	10
49,58	47,33	5	50,41	Preço de venda - Brasil			
87,91	84,18	4	89,94	. Petróleo (US\$/bbl) ⁴	98,53	98,52	-
20,36	23,28	(13)	21,31	. Gás natural (US\$/bbl)	48,49	49,52	(2)
				Preço de venda - Internacional			
				. Petróleo (US\$/bbl)	86,10	92,08	(6)
				. Gás natural (US\$/bbl)	21,74	22,18	(2)

¹ Lucro líquido 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 2T-2014 x 1T-2014:

Lucro Bruto

Lucro Bruto inferior em 2% (R\$ 439 milhões), refletindo:

- Receita de vendas de R\$ 82.298 milhões, 1% superior, devido ao aumento na demanda do mercado interno, principalmente diesel e gasolina, suportada em grande parte pela produção nacional de derivados e à maior comercialização de gás natural para as térmicas. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo menor volume exportado de petróleo (29%), reflexo do maior processamento nas refinarias e elevação das exportações em andamento, associado ao efeito da apreciação cambial (6%) sobre os preços dos derivados atrelados ao mercado internacional e das exportações.
- Custo dos produtos vendidos de R\$ 63.283 milhões, 2% superior, devido ao aumento dos gastos com importações de petróleo, decorrente da maior participação na carga, e ao aumento do volume de vendas de derivados no mercado interno, parcialmente compensados pelo efeito da apreciação cambial sobre custos das importações e das participações governamentais.

Lucro Operacional

Superior em 17% (R\$ 1.271 milhões), refletindo as menores despesas operacionais, que no 1T-2014 contemplaram o provisionamento do Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário - PIDV (R\$ 2.396 milhões), compensado parcialmente pelas maiores baixas de poços secos ou subcomerciais (R\$ 438 milhões), menor ganho na venda de ativos (R\$ 361 milhões), baixa de ativos por devolução de campos, no valor de R\$ 434 milhões (R\$ 60 milhões no 1T-2014) e menor lucro bruto.

Resultado Financeiro Líquido

Despesa financeira líquida de R\$ 940 milhões, superior em R\$ 766 milhões, devido às maiores despesas com juros sobre o endividamento, associadas à menor receita financeira, decorrente do menor saldo médio de aplicações financeiras no país.

Lucro líquido

Lucro líquido de R\$ 4.959 milhões, 8% inferior, refletindo maior despesa financeira líquida, maiores despesas com impostos, que no 1T-2014 inclui o reconhecimento de alguns créditos fiscais na Holanda, compensados parcialmente pelo maior lucro operacional.

DESTAQUES FINANCEIROS

RESULTADO DAS OPERAÇÕES

Resultados do 1S-2014 x 1S-2013:

Lucro Bruto

Superior em 2%, com destaque para:

- Receita de vendas de R\$ 163.843 milhões, 12% superior, em função de:
 - Maiores preços nas vendas de derivados no mercado interno devido aos reajustes de diesel e gasolina ao longo de 2013, além do efeito da depreciação cambial (13%) sobre os preços dos derivados atrelados ao mercado internacional e das exportações, bem como maiores preços de energia e gás natural;
 - Aumento da demanda de derivados no mercado interno (3%), principalmente de diesel (2%) e gasolina (5%), compensado pelas menores exportações de petróleo (12%) e de derivados (12%), principalmente óleo combustível.
- Custo dos produtos vendidos de R\$ 125.374 milhões, 15% superior, retratando:
 - Efeito da depreciação cambial (13%) sobre os gastos com importações e com participações governamentais;
 - Aumento de 3% no volume de vendas de derivados no mercado interno, suportado em grande parte por importações, e maiores volumes de importações de gás natural para atendimento à demanda e suprimento da menor disponibilidade de gás nacional no período.

Lucro Operacional

Lucro operacional de R\$ 16.425 milhões, 24% inferior, decorreu do provisionamento do Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário (R\$ 2.376 milhões), maiores baixas de poços secos ou subcomerciais (R\$ 1.321 milhões), menor ganho na venda de ativos (R\$ 279 milhões), baixa de ativos por devolução de campos (R\$ 494 milhões) e maiores despesas de vendas (R\$ 650 milhões), principalmente fretes, compensados parcialmente pelo aumento do lucro bruto.

Resultado Financeiro Líquido

Redução de R\$ 1.047 milhões na despesa financeira líquida, devido aos ganhos monetários e cambiais (R\$ 2.740 milhões), decorrentes da apreciação cambial de 6,0% do real frente ao dólar (depreciação cambial de 8,4% no 1S-2013), compensados, em parte, por maiores despesas com juros devido ao maior endividamento.

Lucro Líquido

Lucro Líquido de R\$ 10.352 milhões, 25% inferior, refletindo redução no lucro operacional, compensados parcialmente pela menor despesa financeira líquida e menores despesas com impostos.

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

2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013	Resultado líquido	1º Semestre		
					2014	2013	2014 x 2013 (%)
10.793	10.654	1	8.909	21.447	18.867	14	

(2T-2014 x 1T-2014): O lucro líquido permaneceu no mesmo patamar do 1T-2014, refletindo o aumento do volume de produção de petróleo e LGN (3%) e o provisionamento, no trimestre anterior, do Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV), compensados pelos menores preços de venda/transferência de petróleo nacional e pela baixa de ativos por devolução de campos.

O *spread* entre o preço médio do petróleo nacional vendido/transferido e a cotação média do Brent aumentou de US\$ 10,20/bbl no 1T-2014 para US\$ 10,61/bbl no 2T-2014.

(1S-2014 x 1S-2013): O aumento do lucro líquido decorreu dos maiores preços de venda/transferência de óleo nacional e do maior volume de produção de petróleo e LGN (1%), compensado parcialmente pelos maiores custos com participações governamentais, depreciação de equipamentos e afretamento de plataformas, em razão principalmente da entrada em operação de novos sistemas, além das maiores baixas de poços secos ou subcomerciais, do provisionamento do Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV) e da baixa de ativos por devolução de campos.

O *spread* entre o preço médio do petróleo nacional vendido/transferido e a cotação média do Brent aumentou de US\$ 8,98/bbl em 2013 para US\$ 10,40/bbl em 2014.

2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013	Produção nacional (mil barris/dia) (*)	1º Semestre		
					2014	2013	2014 x 2013 (%)
1.972	1.922	3	1.931	Petróleo e LGN	1.947	1.921	1
411	400	3	389	Gás natural ⁵	406	394	3
2.383	2.322	3	2.320	Total	2.353	2.315	2

(2T-2014 x 1T-2014): A produção de petróleo e LGN aumentou 3%, devido à entrada em operação da P-62 (Roncador), e ao *ramp-up* dos sistemas P-58 (Parque das Baleias), P-55 (Roncador) e FPSO-Cidade de São Paulo (Sapinhoá).

A produção de gás cresceu 3%, em função do aumento da produção dos FPSOs Cidade de São Paulo (Sapinhoá) e Cidade de Santos (Urugua-Tambaú).

(1S-2014 x 1S-2013): A produção de petróleo e LGN aumentou 1% pela entrada em operação das UEPs P-63 (Papa-Terra), P-55 (Roncador), P-62 (Roncador) e P-58 (Parque das Baleias), e ao *ramp-up* dos sistemas FPSOs Cidade de Itajaí (Baúna), Cidade de Paraty (Lula NE) e Cidade de São Paulo (Sapinhoá). Este aumento foi parcialmente compensado pelo declínio natural dos campos.

A produção de gás cresceu 3% pela maior produção nos campos de Mexilhão, Lula e Sapinhoá, além do início da operação do campo de Lula Nordeste.

(*) Não revisado pelo auditor independente.

⁵ Não inclui gás liquefeito e inclui gás reinjetado.

DESTAQUES FINANCEIROS

2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013	Lifting cost - país (*)	1º Semestre		
					2014	2013	2014 x 2013 (%)
				US\$/barril:			
14,57	14,15	3	15,02	· sem participação governamental	14,36	14,89	(4)
32,60	33,00	(1)	32,05	· com participação governamental	32,79	32,80	-
				R\$/barril:			
32,30	33,14	(3)	31,25	· sem participação governamental	32,71	30,38	8
71,55	76,86	(7)	67,88	· com participação governamental	74,16	67,48	10

Lifting Cost sem participações governamentais – US\$/barril

(2T-2014 x 1T-2014): O indicador em dólar aumentou 3%. Desconsiderando os efeitos cambiais, houve redução de 1% em decorrência, principalmente, ao *ramp-up* dos novos sistemas P-58 (Parque das Baleias), P-55 (Roncador) e FPSO-Cidade de São Paulo (Sapinhoá).

(1S-2014 x 1S-2013): O indicador em dólar reduziu 4%. Desconsiderando os efeitos cambiais, o acréscimo de 4% decorreu da entrada em operação dos FPSOs Cidade de Paraty (Piloto Lula NE), Dynamic Producer (Lula Central) e das UEPs P-63 (Papa-Terra), P-55 (Roncador), P-62 (Roncador) e P-58 (Parque das Baleias), com custos unitários iniciais mais elevados, além do reajuste salarial concedido no Acordo Coletivo de Trabalho 2013.

Lifting Cost com participações governamentais – US\$/barril

(2T-2014 x 1T-2014): Os gastos com Participações Governamentais reduziram 4% em função da menor produção em campos sujeitos a alíquotas elevadas de Participação Especial (Lula, Marlim e Marlim Sul), compensado parcialmente pelo acréscimo do preço médio de referência do petróleo nacional, em dólares, vinculado às cotações internacionais.

(1S-2014 x 1S-2013): Os gastos com Participações Governamentais aumentaram 3%, em função do acréscimo do preço médio de referência do petróleo nacional, em dólares, vinculado às cotações internacionais.

(*) Não revisado pelo auditor independente.

DESTAQUES FINANCEIROS

ABASTECIMENTO

2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013
(3.883)	(4.808)	19	(2.509)

(2T-2014 x 1T-2014): Os menores custos de aquisição/transferência de petróleo, devido à redução do dólar frente ao real (6%), a maior produção de derivados (3%) e o provisionamento, no trimestre anterior, do Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV) determinaram a melhora do resultado líquido.

Resultado líquido

1º Semestre		
2014	2013	2014 x 2013 (%)
(8.691)	(6.758)	(29)

(1S-2014 x 1S-2013): Os maiores custos de aquisição/transferência de petróleo, decorrente da elevação do dólar frente ao real (13%), e o provisionamento do Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV) determinaram o aumento do prejuízo. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos maiores preços de realização de derivados, com destaque para os reajustes nos preços do diesel e da gasolina.

2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013
534	359	49	447
407	424	(4)	261
941	783	20	708
138	195	(29)	162
170	171	(1)	197
308	366	(16)	359
(633)	(417)	(52)	(349)
1	3	-	2

(2T-2014 x 1T-2014): Redução nas exportações de petróleo devido ao maior processamento e à elevação das exportações em andamento (87 mil barris/dia).

Menores importações de derivados refletindo o aumento na produção de gasolina.

Maiores importações de petróleo no 2T-2014, com grande parte ocorrida em junho, devido à indicação econômica de aproveitamento de oportunidade comercial e de maior utilização de óleo importado no refino. Adicionalmente, a parada da REPLAN no 1T-2014 diminuiu a base de comparação.

Importações e exportações de petróleo e derivados (mil barris/dia) ^(*)

Importação de petróleo	447
Importação de derivados	415
Importação de petróleo e derivados	862
Exportação de petróleo ⁶	166
Exportação de derivados	170
Exportação de petróleo e derivados	336
Exportação (import.) líquida de petróleo e derivados	(526)
Exportação outros	3

1º Semestre		
2014	2013	2014 x 2013 (%)
447	465	(4)
415	318	31
862	783	10
166	189	(12)
170	194	(12)
336	383	(12)
(526)	(400)	(32)
3	2	50

(1S-2014 x 1S-2013): Maior participação do petróleo nacional na carga fresca processada reduz as importações e exportações de petróleo.

Menores exportações de óleo combustível devido a maiores vendas no mercado interno para atendimento de despacho térmico.

Maiores importações de derivados devido ao crescimento da demanda no mercado interno, superior ao aumento da produção.

^(*) Não revisado pelo auditor independente.

⁶ Estão contemplados os volumes de exportações de petróleo oriundos das áreas de negócio de Abastecimento e de Exploração e Produção.

DESTAQUES FINANCEIROS

2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013	Indicadores Operacionais do Refino (mil barris/dia) ^(*)	1º Semestre		
					2014	2013	2014 x 2013 (%)
2.180	2.124	3	2.138	Produção de derivados	2.152	2.133	1
2.102	2.102	-	2.079	Carga de referência ⁷	2.102	2.079	1
98	96	2	99	Fator de utilização do parque de refino (%) ⁸	97	99	(2)
2.064	2.017	2	2.058	Carga fresca processada - país ⁹	2.041	2.048	-
2.101	2.058	2	2.102	Carga processada - país ¹⁰	2.080	2.092	(1)
82	83	(1)	79	Participação do óleo nacional na carga processada (%)	82	81	1

(2T-2014 x 1T-2014): A carga processada diária foi 2% superior, pelo retorno da unidade de destilação da REPLAN, após parada programada no 1T-2014.

(1S-2014 x 1S-2013): A carga processada diária reduziu 1%, em função da parada programada na unidade de destilação da REPLAN, ocorrida em fevereiro/2014. A produção de derivados foi 1% superior, decorrente da maior utilização de produtos intermediários.

2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013	Custo do refino - país ^(*)	1º Semestre		
					2014	2013	2014 x 2013 (%)
2,94	2,75	7	3,08	Custo do refino (US\$/barril)	2,85	3,11	(8)
6,56	6,48	1	6,37	Custo de refino (R\$/barril)	6,52	6,31	3

(2T-2014 x 1T-2014): Aumento de 7% no indicador em dólar. Em reais, o indicador manteve-se praticamente estável

(1S-2014 x 1S-2013): O indicador em dólar foi 8% inferior. Em reais, houve aumento de 3%, devido, principalmente, à redução da carga processada, além dos maiores gastos com pessoal pelo reajuste salarial do ACT 2013.

^(*) Não revisado pelo auditor independente.

⁷ Carga de referência ou 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.

⁸ Fator de utilização do parque de refino(%) considera a relação entre a carga fresca processada e a carga de referência.

⁹ Carga fresca processada – volume de petróleo processado no país. No 4T-2013, passamos a divulgar a Carga fresca processada, pois esta é a carga utilizada para cálculo do Fator de utilização do parque de refino.

¹⁰ Carga processada – é composta pelo somatório da carga processada de petróleo e LGN.

DESTAQUES FINANCEIROS

GÁS & ENERGIA

(R\$ milhões)				1º Semestre		
2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013	Resultado líquido		
				2014	2013	2014 x 2013 (%)
702	515	36	577	1.217	1.455	(16)

(2T-2014 x 1T-2014): O aumento do lucro líquido refletiu a maior geração de energia elétrica, decorrente da maior demanda do setor termelétrico, além do menor custo unitário médio com importação de gás natural liquefeito (GNL). Esses fatores foram compensados parcialmente pelo maior volume de importação de GNL e pelo ganho obtido, no trimestre anterior, com a venda da participação total na empresa Brasil PCH S.A. (R\$ 646 milhões).

(1S-2014 x 1S-2013): A redução do lucro líquido decorreu dos maiores custos com importação de GNL e de gás natural para atender a demanda do setor termelétrico e pelo provisionamento do Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV), parcialmente compensado pelo ganho obtido com a venda da participação total na empresa Brasil PCH S.A. e pelo maior preço médio de realização de energia elétrica, em função do menor nível dos reservatórios e consequente elevação do PLD.

				1º Semestre			
2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013	Indicadores físicos e financeiros ^(*)			
				2014	2013	2014 x 2013 (%)	
1.157	1.252	(8)	2.318	Vendas de energia elétrica (ACL) - MW médio	1.204	2.103	(43)
2.453	1.891	30	1.798	Vendas de energia elétrica (ACR) - MW médio	2.193	1.798	22
4.690	4.117	14	4.493	Geração de energia elétrica - MW médio	4.405	4.805	(8)
649	651	-	250	Preço de liquidação das diferenças (PLD)-R\$/MWh ¹¹	650	288	126
150	119	26	122	Importação de Gás Natural Liquefeito - GNL (mil barris/dia)	135	111	22
205	204	-	196	Importação de Gás Natural (mil barris/dia)	205	197	4

(2T-2014x 1T-2014): A redução de 8% do volume de vendas de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) decorre, principalmente, da redução do lastro disponível, em função da migração de parte desse lastro para o ambiente de contratação regulada (ACR).

O aumento das vendas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) no 2T-2014 foi devido à comercialização de 574 MW/médio no leilão de energia A/2014 ocorrido em abril com vigência a partir de maio, com duração de 5 anos.

O aumento na importação de Gás Natural Liquefeito de 26% decorreu da maior demanda pelos segmentos não termelétrico e termelétrico, sendo este último em função do maior despacho solicitado pelo Operador Nacional do Sistema - ONS.

(1S-2014 x 1S-2013): A redução de 43% do volume de vendas de energia deveu-se à migração de parte do lastro disponível (574 MW/médio) para o ambiente de contratação regulada (ACR); menor volume de energia disponível para comercialização com o fim do arrendamento da UTE Araucária (349 Mw/médio); e à menor demanda do mercado de curto prazo em função do aumento do PLD.

O decréscimo na geração de energia de 8% é decorrente de paradas para manutenção das UTEs - Governador Leonel Brizola, Luiz Carlos Prestes, Celso Furtado, Euzébio Rocha e Aureliano Chaves (403 MW/médio), término do contrato de locação da UTE Araucária (349 MW/médio) e interrupção do contrato de fornecimento de gás para a UTE Cuiabá (180 MW/médio) no 1T-2014.

O aumento no PLD de 126% é reflexo da menor afluência ao longo do período.

O aumento na importação, tanto de Gás Natural Liquefeito de 22% quanto de Gás Natural da Bolívia de 4%, foi devido à maior demanda pelos segmentos termelétrico e não termelétrico.

^(*) Não revisado pelo auditor independente.

¹¹ PLD - Preços semanais ponderados por patamar de carga livre (leve, médio e pesado), número de horas e capacidade do submercado.

DESTAQUES FINANCEIROS

BIOCOMBUSTÍVEL

2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013
(66)	(75)	12	(74)

(2T-2014 x 1T-2014): A redução do prejuízo decorreu das menores perdas com participações em investidas do setor de etanol.

Resultado líquido

1º Semestre		
2014	2013	2014 x 2013 (%)
(141)	(122)	(16)

(1S-2014 x 1S-2013): O aumento do prejuízo decorreu das maiores perdas com participações em investidas do setor de biodiesel e pelo provisionamento do Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV), compensado parcialmente pelas menores perdas com participações em investidas do setor de etanol e menores despesas com pesquisa e desenvolvimento.

DISTRIBUIÇÃO

2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013
472	484	(2)	452

(2T-2014x 1T-2014): O lucro líquido manteve-se no mesmo patamar do 1T-2014, refletindo o aumento no volume de vendas (2%) e o provisionamento, no trimestre anterior, do Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV). Esses fatores foram compensados pelas menores margens médias de comercialização de combustíveis (10%).

Resultado líquido

1º Semestre		
2014	2013	2014 x 2013 (%)
956	1.161	(18)

(1S-2014 x 1S-2013): A redução do lucro líquido decorreu do provisionamento do Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV) e das menores margens médias de comercialização (3%), compensado parcialmente pelo aumento no volume de vendas (5%).

2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013
37,7%	38,1%	-	37,6%

(2T-2014x 1T-2014): A perda do Market-Share no 2T-2014 tem caráter sazonal, em função do perfil de vendas da distribuição.

Market Share ^(*)

1º Semestre		
2014	2013	2014 x 2013 (%)
37,9%	38,2%	-

(1S-2014 x 1S-2013): Em que pese a recuperação das vendas no 1S-2014, houve queda do Market-Share em 2014, reflexo principalmente do menor despacho de térmicas a diesel para o sistema integrado.

^(*) Não revisado pelo auditor independente.

DESTAQUES FINANCEIROS

INTERNACIONAL

2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013
393	753	(48)	1.968

Resultado líquido

1º Semestre		
2014	2013	2014 x 2013 (%)
1.146	2.700	(58)

(2T-2014 x 1T-2014): O menor lucro líquido decorreu da redução dos ganhos na participação em coligadas, em razão da baixa de poços no Gabão e do menor resultado na Nigéria, assim como a baixa de poços nos EUA no 2T-2014 e o registro de créditos fiscais na Holanda no 1T-2014. Esses fatores foram compensados parcialmente pelos ganhos obtidos com as vendas dos ativos terrestres de E&P na Colômbia e dos blocos exploratórios no Uruguai.

(1S-2014 x 1S-2013): A redução do lucro líquido decorreu dos ganhos obtidos no 1S-2013 relativos à venda de 50% da participação societária nas empresas da África, atenuada pelo incremento da produção nas atividades de E&P nos EUA, proveniente da entrada dos novos poços em Cascade e Chinook, e pelas melhores margens na refinaria de Pasadena.

2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013
91	87	5	139
95	91	4	90
186	178	4	229
31	31	-	6
217	209	4	235

Produção Internacional (mil barris/dia) ^{12 (*)}

Produção internacional consolidada

Petróleo e LGN
Gás natural

Total

Produção internacional não consolidada

Produção total internacional

1º Semestre		
2014	2013	2014 x 2013 (%)
89	141	(37)
93	91	2
182	232	(22)
31	6	417
213	238	(11)

(2T-2014 x 1T-2014): A produção consolidada de óleo e LGN aumentou 5%, principalmente pelo ramp-up nos campos de Cascade e Chinook, a partir de janeiro/2014, nos EUA, e pelo início da operação no campo de Kinteroni, em março/2014, no Peru. Este resultado considera o impacto da conclusão da transferência de ativos terrestres na Colômbia, em abril/2014.

A produção de gás natural aumentou 4%, principalmente no Peru, em função da entrada em produção do campo de Kinteroni, em março/2014.

(1S-2014 x 1S-2013): Apesar do incremento na produção pelo ramp-up nos campos de Cascade e Chinook, nos EUA, a partir da entrada dos novos poços em janeiro/2014, a produção consolidada de óleo e LGN reduziu 37%, devido à conclusão da transferência dos ativos terrestres na Colômbia, em abril/2014, à venda do ativo Puesto Hernández, na Argentina, em janeiro/2014, e à redução de 50% da participação societária nas empresas da Nigéria, em junho/2013. Os 50% da produção que pertencem à Petrobras, na Nigéria, estão considerados como produção não consolidada.

A produção de gás natural aumentou, principalmente, no Peru, devido ao início da produção no campo de Kinteroni, em março/2014.

(*) Não revisado pelo auditor independente.

¹² 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

2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013	Lifting Cost - Internacional (US\$/barril) ^(*)	1º Semestre		
					2014	2013	2014 x 2013 (%)
8,93	7,85	14	8,75		8,40	8,62	(3)

(2T-2014 x 1T-2014): Aumento de 14%, principalmente nos EUA, em função do bônus de manutenção pago ao operador da plataforma dos campos de Cascade e Chinook, e na Argentina, devido à intensificação nas intervenções de poços, nas Bacias Neuquina e Austral. O aumento da produção no período atenuou esses efeitos.

(1S-2014 x 1S-2013): Redução de 3%, principalmente na Argentina, em decorrência da desvalorização da moeda local frente ao dólar e da venda da participação no ativo Puesto Hernández, com custos unitários mais elevados. Esse efeito foi atenuado pela venda de 50% da participação nas empresas da Nigéria, com custos unitários mais baixos.

2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013	Indicadores Operacionais do Refino - Internacional (mil barris/dia) ^(*)	1º Semestre		
					2014	2013	2014 x 2013 (%)
178	165	8	181	Carga total processada ¹³	172	177	(3)
193	175	10	199	Produção de derivados	184	192	(4)
230	230	-	231	Carga de referência ¹⁴	230	231	-
75	70	5	73	Fator de utilização do parque do refino (%) ¹⁵	72	72	-

(2T-2014 x 1T-2014): Maior carga processada (8%), com aumento da produção de derivados e da utilização da capacidade nominal, principalmente no Japão, devido ao retorno à normalidade das operações após a parada programada ocorrida no 1T-2014. As operações de refino nos EUA também contribuíram, por meio da maximização da carga fresca em virtude das melhores margens, associadas à manutenção da boa disponibilidade operacional da refinaria.

(1S-2014 x 1S-2013): Apesar da maior carga processada na refinaria dos EUA, em virtude da maior disponibilidade para processar óleo leve local, a redução do processamento no Japão, decorrente da parada programada ocorrida no 1T-2014, levou a uma menor carga consolidada, com redução da produção de derivados no exterior.

2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013	Custo do refino - Internacional (US\$/barril) ^(*)	1º Semestre		
					2014	2013	2014 x 2013 (%)
3,76	3,66	3	3,76		3,71	3,78	(2)

(2T-2014 x 1T-2014): O custo unitário do refino internacional aumentou 3%, devido aos maiores gastos com manutenção, no Japão, e aos reajustes dos salários e dos contratos de serviços operacionais, na Argentina. Estes efeitos foram atenuados pelo incremento na carga total processada no período.

(1S-2014 x 1S-2013): O custo unitário do refino reduziu 2%, em função dos menores gastos com catalisadores e produtos químicos, nos EUA, e de menores custos em dólares, na Argentina, decorrentes da desvalorização do peso frente ao dólar. Os maiores gastos com manutenção no Japão atenuaram esses efeitos positivos.

^(*) Não revisado pelo auditor independente.

¹³ Carga total processada - volume de petróleo processado no exterior nas unidades de destilação atmosféricas das refinarias; somado aos produtos intermediários comprados de terceiros e utilizados como carga em outras unidades da refinaria.

¹⁴ Carga de referência - considera carga máxima sustentável de petróleo alcançadas nas unidades de destilação.

¹⁵ Fator de utilização do parque do refino (%) - relação entre o petróleo processado na unidade de destilação e a carga de referência.

DESTAQUES FINANCEIROS

Volume de vendas – mil barris/dia ^(*)

2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013		1º Semestre		
					2014	2013	2014 x 2013 (%)
999	947	5	978	Diesel	973	950	2
619	601	3	583	Gasolina	610	582	5
114	110	4	103	Óleo combustível	112	110	2
162	178	(9)	170	Nafta	170	175	(3)
237	222	7	233	GLP	230	223	3
108	111	(3)	104	QAV	109	104	5
204	202	1	201	Outros	203	199	2
<u>2.443</u>	<u>2.371</u>	<u>3</u>	<u>2.372</u>	Total de derivados	<u>2.407</u>	<u>2.343</u>	<u>3</u>
88	97	(9)	83	Alcoóis, nitrogenados renováveis e outros	92	82	12
451	427	6	435	Gás natural	439	426	3
<u>2.982</u>	<u>2.895</u>	<u>3</u>	<u>2.890</u>	Total mercado interno	<u>2.938</u>	<u>2.851</u>	<u>3</u>
309	369	(16)	361	Exportação	339	385	(12)
598	560	7	501	Vendas internacionais	579	495	17
907	929	(2)	862	Total mercado externo	918	880	4
<u>3.889</u>	<u>3.824</u>	<u>2</u>	<u>3.752</u>	Total geral	<u>3.856</u>	<u>3.731</u>	<u>3</u>

(2T-2014 x 1T-2014): O volume de vendas no mercado interno foi 3% superior em relação ao 1T-2014, destacando-se os seguintes produtos:

- Diesel (aumento de 5%) – sazonalidade do consumo, tendo em vista a redução da atividade industrial e agrícola no início do ano;
- Gasolina (aumento de 3%) – crescimento da frota de veículos leves e melhor competitividade com o etanol;
- GLP (aumento de 7%) – temperaturas médias mais baixas e maior atividade econômica;
- Gás Natural (aumento de 6%) – maior demanda do setor termelétrico; e
- Nafta (redução de 9%) – redução das entregas em função de parada para manutenção em centrais petroquímicas.

(1S-2014 x 1S-2013): O volume de vendas no mercado interno foi 3% superior ao mesmo período de 2013, destacando-se os seguintes produtos:

- Diesel (aumento de 2%) – maior consumo em obras de infraestrutura e crescimento da frota de veículos leves a diesel (van, pick up e SUV), compensados, em parte, pela redução da utilização em termelétricas;
- Gasolina (aumento de 5%) – crescimento da frota de veículos flex associado à vantagem do preço da gasolina em relação ao etanol em diversos estados, além do aumento do consumo das famílias. Estes fatores foram parcialmente compensados pelo aumento do teor de etanol anidro na gasolina C de 20% para 25%;
- GLP (aumento de 3%) – aumento da participação relativa do consumo de GLP no setor industrial entre os períodos analisados, em função da substituição de outros energéticos por GLP e de novos consumidores, além do aumento do consumo das famílias;
- Gás Natural (aumento de 3%) – maior demanda do setor termelétrico.

^(*) Não revisado pelo auditor independente.

DESTAQUES FINANCEIROS

LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL

Fluxos de caixa consolidado – Resumo ¹⁶

R\$ milhões			1º Semestre	
2T-2014	1T-2014	2T-2013	2014	2013
78.478	46.257	46.262	46.257	48.497
(10.011)	(9.085)	(19.027)	(9.085)	(20.869)
68.467	37.172	27.235	37.172	27.628
14.299	9.415	16.197	23.714	31.076
(16.924)	(20.193)	(22.344)	(37.117)	(38.664)
(19.141)	(20.336)	(23.165)	(39.477)	(41.581)
185	869	3.184	1.054	3.192
2.032	(726)	(2.363)	1.306	(275)
(2.625)	(10.778)	(6.147)	(13.403)	(7.588)
2.294	44.001	31.281	46.295	32.414
10.119	53.907	53.820	64.026	61.149
(7.825)	(9.906)	(22.539)	(17.731)	(28.735)
(8.731)	-	(2.869)	(8.731)	(2.870)
110	(109)	(95)	1	(199)
(1.375)	(1.819)	1.845	(3.194)	1.865
58.140	68.467	51.250	58.140	51.250
8.223	10.011	21.511	8.223	21.511
66.363	78.478	72.761	66.363	72.761

Em 30 de junho de 2014, caixa e equivalentes de caixa atingiram R\$ 58.140 milhões (R\$ 37.172 milhões em 31 de Dezembro de 2013) e as disponibilidades ajustadas¹⁷ cresceram 43% em 2014 (R\$ 66.363 milhões) em relação a 31 de Dezembro de 2013 (R\$ 46.257 milhões).

A principal necessidade de recursos em 2014 foi para financiar os investimentos em áreas de negócio (R\$ 39.477 milhões) e pagamento de dividendos (R\$ 8.731 milhões). Tais recursos foram proporcionados por uma geração de caixa operacional de R\$ 23.714 milhões, além de captações líquidas que totalizaram R\$ 46.295 milhões, proporcionando um acréscimo de R\$ 20.106 milhões nas disponibilidades ajustadas no período.

A geração operacional de caixa apresentou um decréscimo de 24% em relação a 2013, principalmente motivada pelo aumento na necessidade de capital de giro em função do incremento no saldo dos recebíveis de operações comerciais (R\$ 3.190 milhões) e formação de estoque (R\$ 4.760 milhões).

O volume de captações realizadas em 2014, líquidas de amortizações, foi de R\$ 46.295 milhões, representando um incremento de R\$ 13.881 milhões em relação a 2013, com destaque para as emissões de *notes* no mercado de capitais europeu em janeiro e norte-americano em março, de U.S.\$ 5,1 bilhões e U.S.\$ 8,5 bilhões, respectivamente, além das captações de longo prazo no mercado bancário no Brasil e no exterior.

Os investimentos nos negócios da Companhia totalizaram R\$ 39.477 milhões, comparativamente a R\$ 41.581 milhões em 2013. Destaque para o recuo nos investimentos na área de abastecimento (R\$ 4.292 milhões), parcialmente compensados pelo incremento em E&P, de R\$ 2.202 milhões. Os recursos oriundos da venda de ativos recuaram R\$ 2.138 milhões, principalmente em função do recebimento pela venda de 50% dos ativos na África em 2013.

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

¹⁷ As disponibilidades ajustadas incluem títulos federais com vencimentos superiores a 90 dias e 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				
	1º Semestre				
	2014	%	2013	%	Δ%
Exploração e produção	26.926	65	24.049	54	12
Abastecimento	9.486	23	14.453	33	(34)
Gás e Energia	2.590	6	2.435	6	6
Internacional	1.472	4	2.281	5	(35)
Exploração e produção	1.265	86	2.134	94	(41)
Abastecimento	173	12	99	4	75
Gás e Energia	6	-	3	-	100
Distribuição	22	1	37	2	(41)
Outros	6	-	8	-	(25)
Distribuição	429	1	435	1	(1)
Biocombustível	19	-	28	-	(32)
Corporativo	577	1	432	1	34
Total de investimentos	41.499	100	44.113	100	(6)

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 1S-2014 investimos um total de R\$ 41.499 milhões, direcionados ao aumento da capacidade produtiva e à modernização e ampliação do parque de refino.

DESTAQUES FINANCEIROS

Endividamento consolidado

	R\$ milhões		
	30.06.2014	31.12.2013	Δ%
Endividamento curto prazo ¹⁸	23.535	18.782	25
Endividamento longo prazo ¹⁹	284.177	249.038	14
Total	307.712	267.820	15
Disponibilidades	58.140	37.172	56
Títulos públicos federais (vencimento superior a 90 dias)	8.223	9.085	(9)
Disponibilidades ajustadas	66.363	46.257	43
Endividamento líquido ²⁰	241.349	221.563	9
Endividamento líquido/(endividamento líquido+patrimônio líquido)	40%	39%	1
Passivo total líquido ²¹	734.007	706.710	4
Estrutura de capital (capital de terceiros líquido / passivo total líquido)	51%	51%	-
Índice de Dívida Líquida/EBITDA ajustado	3,94	3,52	12

	U.S.\$ milhões		
	30.06.2014	31.12.2013	Δ%
Endividamento curto prazo ¹⁸	10.685	8.017	33
Endividamento longo prazo ¹⁹	129.025	106.308	21
Total	139.710	114.325	22
Endividamento líquido ²⁰	109.580	94.579	16

	R\$ milhões		
	30.06.2014	31.12.2013	Δ%
Informações sumarizadas sobre financiamentos:			
Indexados a taxas flutuantes	150.011	138.463	8
Indexados a taxas fixas	157.485	129.148	22
Total	307.496	267.611	15
Reais	61.986	53.465	16
Dólar	212.190	191.572	11
Euro	23.713	14.987	58
Outras moedas	9.607	7.587	27
Total	307.496	267.611	15
2014	16.897	18.744	(10)
2015	14.904	17.017	(12)
2016	28.984	29.731	(3)
2017	27.122	20.331	33
2018	41.127	37.598	9
2019 em diante	178.462	144.190	24
Total	307.496	267.611	15

O endividamento líquido do Sistema Petrobras em Reais aumentou 9% em relação a 31.12.2013, em decorrência de captações de longo prazo, parcialmente compensado pela apreciação cambial de 6%.

¹⁸ Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 40 milhões em 30.06.2014 e R\$ 38 milhões em 31.12.2013).

¹⁹ Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 176 milhões em 30.06.2014 e R\$ 171 milhões em 31.12.2013).

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 – Consolidado²²

			R\$ milhões	
			1º Semestre	
2T-2014	1T-2014	2T-2013	2014	2013
82.298	81.545	73.626		
(63.283)	(62.091)	(54.919)		
19.015	19.454	18.707		
(2.772)	(2.725)	(2.552)		
(2.580)	(2.560)	(2.590)		
(1.803)	(1.525)	(1.207)		
(601)	(592)	(594)		
(313)	(327)	(249)		
(2.098)	(4.148)	(174)		
(10.167)	(11.877)	(7.366)		
8.848	7.577	11.341		
758	1.042	909		
(2.243)	(1.848)	(1.280)		
545	632	(3.180)		
(940)	(174)	(3.551)		
271	522	390		
(312)	(336)	(235)		
7.867	7.589	7.945		
(2.676)	(1.803)	(2.266)		
5.191	5.786	5.679		
4.959	5.393	6.201		
232	393	(522)		
5.191	5.786	5.679		
Receita de vendas			163.843	146.162
Custo dos produtos e serviços vendidos			(125.374)	(108.598)
Lucro bruto			38.469	37.564
Vendas			(5.497)	(4.847)
Gerais e administrativas			(5.140)	(5.060)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás			(3.328)	(2.488)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico			(1.193)	(1.268)
Tributárias			(640)	(472)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas			(6.246)	(1.825)
			(22.044)	(15.960)
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos			16.425	21.604
Receitas financeiras			1.800	1.881
Despesas financeiras			(4.091)	(2.479)
Var. monetárias e cambiais			1.177	(1.563)
Resultado financeiro líquido			(1.114)	(2.161)
Resultado de participações em investimentos			793	546
Participação nos lucros ou resultados			(648)	(648)
Lucro antes dos impostos			15.456	19.341
Imposto de renda e contribuição social			(4.479)	(5.827)
Lucro Líquido			10.977	13.514
Atribuível aos:				
Acionistas da Petrobras			10.352	13.894
Acionistas não controladores			625	(380)
			10.977	13.514

²² A partir de 2014, o valor da provisão da Participação nos lucros ou resultados passa a ser apresentada na Demonstração do Resultado em linha própria, conforme já era divulgado ao fim de cada exercício. Para efeito de comparação, reclassificamos os valores de 2013.

DESTAQUES FINANCEIROS

Balço Patrimonial – Consolidado

ATIVO	R\$ milhões	
	30.06.2014	31.12.2013
Circulante	144.270	123.351
Caixa e equivalentes de caixa	58.140	37.172
Títulos e valores mobiliários	8.236	9.101
Contas a receber, líquidas	23.412	22.652
Estoques	37.408	33.324
Impostos e contribuições	8.344	11.646
Ativos classificados como mantidos para venda	4.223	5.638
Outros ativos circulantes	4.507	3.818
Não Circulante	656.100	629.616
Realizável a L. Prazo	45.138	44.000
Contas a receber, líquidas	12.660	10.616
Títulos e valores mobiliários	299	307
Depósitos judiciais	6.395	5.866
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.377	2.647
Impostos e contribuições	11.450	12.603
Adiantamento a fornecedores	6.992	7.566
Outros ativos realizáveis a longo prazo	4.965	4.395
Investimentos	15.669	15.615
Imobilizado	559.335	533.880
Intangível	35.958	36.121
Total do Ativo	800.370	752.967

PASSIVO	R\$ milhões	
	30.06.2014	31.12.2013
Circulante	75.256	82.525
Fornecedores	27.551	27.922
Financiamentos	23.535	18.782
Impostos e contribuições	11.059	11.597
Dividendos propostos	-	9.301
Salários, férias, encargos e participações	5.709	4.806
Planos de pensão e saúde	1.909	1.912
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	588	2.514
Outras contas e despesas a pagar	4.905	5.691
Não Circulante	362.874	321.108
Financiamentos	284.177	249.038
Imposto de renda e contribuição social diferidos	28.054	23.206
Planos de pensão e saúde	28.864	27.541
Provisão para desmantelamento de áreas	16.176	16.709
Provisão para processos judiciais	3.327	2.918
Outras contas e despesas a pagar	2.276	1.696
Patrimônio Líquido	362.240	349.334
Capital Social realizado	205.432	205.411
Reservas de lucros e outras	155.268	142.529
Participação dos acionistas não controladores	1.540	1.394
Total do passivo	800.370	752.967

DESTAQUES FINANCEIROS

Demonstração dos Fluxos de Caixa – Consolidado

			R\$ milhões	1º Semestre	
2T-2014	1T-2014	2T-2013		2014	2013
4.959	5.393	6.201	Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	10.352	13.894
9.340	4.022	9.996	(+) Ajustes	13.362	17.182
7.710	7.123	6.984	Depreciação, depleção e amortização	14.833	13.366
1.479	1.417	3.417	Variações cambiais e monetárias e encargos sobre financ.	2.896	2.364
232	393	(522)	Resultado dos acionistas não controladores	625	(380)
(271)	(522)	(390)	Resultado de participações em investimentos	(793)	(546)
271	(584)	(1.371)	Resultado com alienações / baixas de ativos	(313)	(1.400)
1.614	682	3.060	Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	2.296	3.206
1.495	1.057	624	Baixa de poços secos	2.552	1.231
197	276	324	Perda na recuperação de ativos	473	471
1.211	1.041	1.373	Despesa atuarial de planos de pensão e saúde	2.252	2.775
(2.290)	(2.470)	687	Variação dos estoques	(4.760)	(1.637)
(641)	(2.549)	404	Variação de contas a receber	(3.190)	777
644	(487)	(475)	Variação de fornecedores	157	(75)
(566)	(335)	(489)	Variação de planos de pensão e de saúde	(901)	(787)
(732)	(1.274)	(4.039)	Variação de impostos, taxas e contribuições	(2.006)	(2.493)
(1.013)	254	409	Variação de outros ativos e passivos	(759)	310
14.299	9.415	16.197	(=) Recursos gerados pelas atividades operacionais	23.714	31.076
(16.924)	(20.193)	(22.344)	(-) Recursos utilizados em atividades de investimento	(37.117)	(38.664)
(19.141)	(20.336)	(23.165)	Investimentos em área de negócios	(39.477)	(41.581)
185	869	3.184	Recebimentos pela venda de ativos (desinvestimentos)	1.054	3.192
2.032	(726)	(2.363)	Investimentos em títulos e valores mobiliários	1.306	(275)
(2.625)	(10.778)	(6.147)	(=) Fluxo de caixa líquido	(13.403)	(7.588)
(6.327)	43.892	28.317	(-) Recursos gerados pelas atividades de financiamento	37.565	29.345
10.119	53.907	53.820	Captações	64.026	61.150
(4.933)	(6.135)	(20.742)	Amortizações de principal	(11.068)	(23.814)
(2.892)	(3.771)	(1.797)	Amortizações de juros	(6.663)	(4.921)
(8.731)	-	(2.869)	Dividendos pagos a acionistas	(8.731)	(2.871)
110	(109)	(95)	Participação de acionistas não controladores	1	(199)
(1.375)	(1.819)	1.845	Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(3.194)	1.865
(10.327)	31.295	24.015	(=) Variação líquida de caixa e equivalentes de caixa no período	20.968	23.622
68.467	37.172	27.235	Caixa e equivalentes de caixa no início do período	37.172	27.628
58.140	68.467	51.250	Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	58.140	51.250

DESTAQUES FINANCEIROS

INFORMAÇÕES CONTÁBEIS POR ÁREA DE NEGÓCIO ²³

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio – 1S-2014

R\$ milhões									
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Receita de vendas	78.863	129.097	19.924	256	47.371	16.993	-	(128.661)	163.843
Intersegmentos	78.384	45.824	1.763	223	1.327	1.140	-	(128.661)	-
Terceiros	479	83.273	18.161	33	46.044	15.853	-	-	163.843
Custo dos produtos vendidos	(39.568)	(137.530)	(17.206)	(294)	(43.500)	(14.911)	-	127.635	(125.374)
Lucro bruto	39.295	(8.433)	2.718	(38)	3.871	2.082	-	(1.026)	38.469
Despesas	(6.583)	(4.903)	(1.283)	(100)	(2.377)	(976)	(6.075)	253	(22.044)
Vendas, gerais e administrativas	(440)	(3.454)	(1.452)	(57)	(2.224)	(853)	(2.413)	256	(10.637)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(3.132)	-	-	-	-	(196)	-	-	(3.328)
Pesquisa e desenvolvimento	(618)	(195)	(94)	(14)	(1)	(2)	(269)	-	(1.193)
Tributárias	(53)	(113)	(103)	(1)	(18)	(111)	(241)	-	(640)
Outras	(2.340)	(1.141)	366	(28)	(134)	186	(3.152)	(3)	(6.246)
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	32.712	(13.336)	1.435	(138)	1.494	1.106	(6.075)	(773)	16.425
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	(1.114)	-	(1.114)
Resultado de participações em investimentos	-	224	320	(49)	-	291	7	-	793
Participação nos lucros ou resultados	(223)	(182)	(25)	-	(45)	(12)	(161)	-	(648)
Lucro antes dos impostos	32.489	(13.294)	1.730	(187)	1.449	1.385	(7.343)	(773)	15.456
Imposto de renda e contribuição social	(11.046)	4.596	(480)	46	(493)	(135)	2.769	264	(4.479)
Lucro líquido (Prejuízo)	21.443	(8.698)	1.250	(141)	956	1.250	(4.574)	(509)	10.977
Atribuível aos:									
Acionistas da Petrobras	21.447	(8.691)	1.217	(141)	956	1.146	(5.073)	(509)	10.352
Acionistas não controladores	(4)	(7)	33	-	-	104	499	-	625
	21.443	(8.698)	1.250	(141)	956	1.250	(4.574)	(509)	10.977

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio – 1S-2013

R\$ milhões									
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Receita de vendas	67.954	115.180	16.074	457	41.980	17.455	-	(112.938)	146.162
Intersegmentos	67.412	39.610	1.292	393	1.180	3.051	-	(112.938)	-
Terceiros	542	75.570	14.782	64	40.800	14.404	-	-	146.162
Custo dos produtos vendidos	(35.178)	(121.329)	(13.044)	(508)	(38.156)	(14.182)	-	113.799	(108.598)
Lucro bruto	32.776	(6.149)	3.030	(51)	3.824	3.273	-	861	37.564
Despesas	(3.888)	(3.979)	(1.011)	(93)	(2.030)	134	(5.277)	184	(15.960)
Vendas, gerais e administrativas	(424)	(3.275)	(990)	(54)	(2.060)	(875)	(2.405)	176	(9.907)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(2.383)	-	-	-	-	(105)	-	-	(2.488)
Pesquisa e desenvolvimento	(646)	(222)	(72)	(25)	(2)	(4)	(297)	-	(1.268)
Tributárias	(47)	(83)	(79)	(1)	(21)	(157)	(84)	-	(472)
Outras	(388)	(399)	130	(13)	53	1.275	(2.491)	8	(1.825)
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	28.888	(10.128)	2.019	(144)	1.794	3.407	(5.277)	1.045	21.604
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	(2.161)	-	(2.161)
Resultado de participações em investimentos	(2)	35	198	(27)	(1)	348	(5)	-	546
Participação nos lucros ou resultados	(238)	(164)	(26)	-	(34)	(15)	(171)	-	(648)
Lucro antes dos impostos	28.648	(10.257)	2.191	(171)	1.759	3.740	(7.614)	1.045	19.341
Imposto de renda e contribuição social	(9.741)	3.499	(678)	49	(598)	(961)	2.958	(355)	(5.827)
Lucro líquido (Prejuízo)	18.907	(6.758)	1.513	(122)	1.161	2.779	(4.656)	690	13.514
Atribuível aos:									
Acionistas da Petrobras	18.867	(6.758)	1.455	(122)	1.161	2.700	(4.099)	690	13.894
Acionistas não controladores	40	-	58	-	-	79	(557)	-	(380)
	18.907	(6.758)	1.513	(122)	1.161	2.779	(4.656)	690	13.514

²³ A gestão dos negócios da controlada Liquigás, a partir de 2014 passou para área do Abastecimento, assim, para fins de comparabilidade os resultados divulgados anteriormente na área de Distribuição foram realocados para área designada para sua gestão, atendendo a premissa fundamental de controlabilidade das demonstrações contábeis segmentadas.

DESTAQUES FINANCEIROS

Demonstração do grupo de Outras Receitas (Despesas) – 1S-2014

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário	(968)	(479)	(115)	(7)	(168)	(26)	(613)		(2.376)
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(1.046)	(28)	(95)			(18)	(21)		(1.208)
Plano de Pensão e Saúde							(1.104)		(1.104)
Relações Institucionais e Projetos Culturais	(56)	(36)	(6)		(60)	(7)	(715)		(880)
(Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(76)	(88)	(31)		(41)	(21)	(527)		(784)
Devolução de Campos e Projetos Cancelados do E&P	(494)								(494)
Ajustes ao Valor de Mercado dos Estoques	(2)	(360)	(14)	(21)		(91)			(488)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(36)	(34)	(10)			(5)	(85)		(170)
Reversão/Perda no valor de Recuperação de Ativos - Impairment						15			15
Subvenções e Assistências Governamentais	13	42	109				11		175
Gastos/Ressarcimentos c/Operações em Parcerias de E&P	383								383
Resultado c/Alienações/Baixas de Ativos	(189)	(73)	719		6	383	(39)		807
Outros	131	(85)	(191)		129	(44)	(59)	(3)	(122)
	(2.340)	(1.141)	366	(28)	(134)	186	(3.152)	(3)	(6.246)

Demonstração do grupo de Outras Receitas (Despesas) – 1S-2013

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(427)	(27)	(124)				(19)		(597)
Plano de Pensão e Saúde							(967)		(967)
Relações Institucionais e Projetos Culturais	(66)	(42)	(6)		(38)	(13)	(518)		(683)
(Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(44)	(59)	(4)		(42)	(14)	(701)		(864)
Ajustes ao Valor de Mercado dos Estoques	(5)	(187)	(8)	(17)		(253)			(470)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(30)	(101)	(5)			(22)	(113)		(271)
Subvenções e Assistências Governamentais	17	41	29			82	1		170
Gastos/Ressarcimentos c/Operações em Parcerias de E&P	255					(3)			252
Resultado c/Alienações/Baixas de Ativos	(10)	(33)	(1)		37	1.410	(3)		1.400
Outros	(78)	9	249	4	96	88	(171)	8	205
	(388)	(399)	130	(13)	53	1.275	(2.491)	8	(1.825)

Ativo Consolidado por Área de Negócio – 30.06.2014

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Ativo	373.581	230.681	70.286	2.833	23.299	38.027	77.643	(15.980)	800.370
Circulante	16.135	46.973	11.748	188	9.527	10.150	63.037	(13.488)	144.270
Não circulante	357.446	183.708	58.538	2.645	13.772	27.877	14.606	(2.492)	656.100
Realizável a longo prazo	15.544	10.600	4.085	7	7.335	4.208	5.682	(2.323)	45.138
Investimentos	322	5.659	1.823	2.096	13	5.460	296	-	15.669
Imobilizado	309.427	167.125	51.773	542	5.746	16.985	7.906	(169)	559.335
Em operação	217.492	83.809	40.166	504	4.422	9.759	5.442	(169)	361.425
Em construção	91.935	83.316	11.607	38	1.324	7.226	2.464	-	197.910
Intangível	32.153	324	857	-	678	1.224	722	-	35.958

Ativo Consolidado por Área de Negócio – 31.12.2013

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Ativo	357.729	216.769	64.899	2.803	16.994	42.454	66.859	(15.540)	752.967
Circulante	13.826	44.838	9.052	181	5.576	11.922	50.702	(12.746)	123.351
Não circulante	343.903	171.931	55.847	2.622	11.418	30.532	16.157	(2.794)	629.616
Realizável a longo prazo	14.643	10.333	4.341	5	5.222	4.655	7.422	(2.621)	44.000
Investimentos	219	5.429	1.755	2.097	14	5.883	218	-	15.615
Imobilizado	296.846	155.835	48.919	520	5.505	18.671	7.757	(173)	533.880
Em operação	212.914	76.452	39.118	480	3.952	8.882	5.415	(173)	347.040
Em construção	83.932	79.383	9.801	40	1.553	9.789	2.342	-	186.840
Intangível	32.195	334	832	-	677	1.323	760	-	36.121

DESTAQUES FINANCEIROS

Demonstração Consolidada do EBITDA Ajustado por Área de Negócio – 1S-2014

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Lucro líquido (prejuízo)	21.443	(8.698)	1.250	(141)	956	1.250	(4.574)	(509)	10.977
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	1.114	-	1.114
Imposto de renda/Contribuição social	11.046	(4.596)	480	(46)	493	135	(2.769)	(264)	4.479
Depreciação/amortização	8.661	3.263	1.106	16	191	1.182	414	-	14.833
EBITDA	41.150	(10.031)	2.836	(171)	1.640	2.567	(5.815)	(773)	31.403
Participação em investimentos	-	(224)	(320)	49	-	(291)	(7)	-	(793)
Perda no valor de Recuperação de Ativos - Impairment	-	-	-	-	-	(15)	-	-	(15)
EBITDA ajustado	41.150	(10.255)	2.516	(122)	1.640	2.261	(5.822)	(773)	30.595

Demonstração Consolidada do EBITDA Ajustado por Área de Negócio – 1S-2013

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Lucro líquido (prejuízo)	18.907	(6.758)	1.513	(122)	1.161	2.779	(4.656)	690	13.514
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	2.161	-	2.161
Imposto de renda/Contribuição social	9.741	(3.499)	678	(49)	598	961	(2.958)	355	5.827
Depreciação/amortização	7.950	2.639	1.010	22	185	1.208	352	-	13.366
EBITDA	36.598	(7.618)	3.201	(149)	1.944	4.948	(5.101)	1.045	34.868
Participação em investimentos	2	(35)	(198)	27	1	(348)	5	-	(546)
Perda no valor de Recuperação de Ativos - Impairment	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA ajustado	36.600	(7.653)	3.003	(122)	1.945	4.600	(5.096)	1.045	34.322

DESTAQUES FINANCEIROS

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio Internacional

	R\$ milhões						CONSOLIDADO
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Demonstração do Resultado - Jan-Jun 2014							
Receita de vendas	3.795	9.153	561	5.872	18	(2.406)	16.993
Intersegmentos	1.615	1.874	39	3	15	(2.406)	1.140
Terceiros	2.180	7.279	522	5.869	3	-	15.853
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	961	173	97	177	(267)	(35)	1.106
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	1.079	195	129	166	(388)	(35)	1.146

	R\$ milhões						CONSOLIDADO
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Demonstração do Resultado - Jan-Jun 2013							
Receita de vendas	5.232	8.556	594	5.323	-	(2.250)	17.455
Intersegmentos	3.115	2.140	38	8	-	(2.250)	3.051
Terceiros	2.117	6.416	556	5.315	-	-	14.404
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	3.527	23	33	101	(279)	2	3.407
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	2.930	46	30	90	(398)	2	2.700

Ativo Consolidado por Área de Negócio Internacional

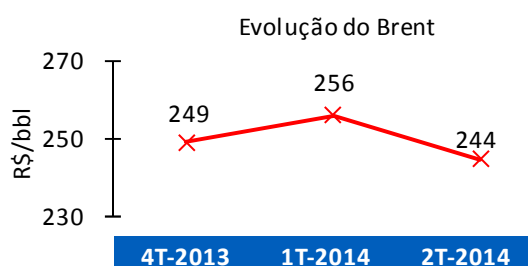
	R\$ milhões						TOTAL
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Ativo em 30.06.2014	28.363	5.831	1.214	2.303	5.669	(5.353)	38.027
Ativo em 31.12.2013	31.989	6.213	1.411	2.542	4.613	(4.314)	42.454

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 influenciam 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:

	R\$ milhões		
	1T-2014	2T-2014	Δ *
Efeito custo médio no CPV	486	(248)	(734)



(*) Ao contrário do que foi observado no 1T-2014, o efeito custo médio sobre o CPV do 2T-2014 foi desfavorável, refletindo a realização de custos unitários formados em período de taxas de câmbio mais elevadas.

() O valor expresso entre parênteses representa o efeito negativo sobre o CPV.

2. Reconciliação do EBITDA

R\$ milhões				1º Semestre		
2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013	2014	2013	2014 X 2013 (%)
5.191	5.786	(10)	5.679	10.977	13.514	(19)
940	174	440	3.551	1.114	2.161	(48)
2.676	1.803	48	2.266	4.479	5.827	(23)
7.710	7.123	8	6.984	14.833	13.366	11
16.517	14.886	11	18.480	31.403	34.868	(10)
(271)	(522)	48	(390)	(793)	(546)	(45)
-	(15)	(100)	-	(15)	-	-
16.246	14.349	13	18.090	30.595	34.322	(11)
20	18	2	25	19	23	(4)
Margem do EBITDA ajustado (%)²⁴						

A Companhia divulga seu EBITDA ajustado (conforme Instrução CVM nº 527 de 4 de outubro de 2012), e o representa através do lucro antes dos juros, imposto de renda e contribuição social, depreciação e amortização, e exclui também 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. O EBITDA ajustado não é uma medida definida pelas práticas contábeis internacionais (IFRS) e não pode ser comparável com o mesmo indicador divulgado por outras empresas.

²⁴ A Margem do EBITDA ajustado é igual ao EBITDA ajustado dividido pela receita de vendas.

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 contemplou, 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 afeta o resultado da Companhia na medida em que as exportações são 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 junho de 2014, a exposição líquida da Companhia é passiva. Portanto, uma apreciação do Real frente às demais moedas gera receita de variação cambial, enquanto que uma depreciação do Real representa uma despesa de variação cambial.

ITENS	R\$ milhões	
	30.06.2014	31.12.2013
Ativo	29.127	16.853
Passivo	(189.685)	(150.581)
Hedge Accounting	107.611	95.443
Total	(52.947)	(38.285)

SEGREGAÇÃO POR MOEDA	R\$ milhões	
	30.06.2014	31.12.2013
Dólar	(20.740)	(17.329)
Euro	(23.138)	(14.065)
Libra	(6.565)	(4.068)
Peso	(697)	(851)
lene	(1.807)	(1.972)
Total	(52.947)	(38.285)

6. Efeito Hedge Fluxo de Caixa sobre exportações

R\$ milhões				1º Semestre		
2T-2014	1T-2014	2T14 X 1T14 (%)	2T-2013	2014	2013	2014 x 2013 (%)
3.728	4.994	(25)	(11.162)	8.722	(9.545)	191
(2.883)	(3.892)	26	7.982	(6.775)	7.982	(185)
(300)	(470)	36		(770)	-	-
545	632	(14)	(3.180)	1.177	(1.563)	175