



RESULTADO DO PRIMEIRO SEMESTRE 2013

Rio de Janeiro – 9 de agosto 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 e o EBITDA ajustado consolidados atingiram R\$ 13.894 milhões e R\$ 34.322 milhões, respectivamente, no 1S-2013. No 2T-2013 o lucro líquido foi de R\$ 6.201 milhões.

Principais destaques

R\$ milhões				1º Semestre		
2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	2013	2012	2013 x 2012 (%)
Lucro líquido/(prejuízo) consolidado atribuível aos						
6.201	7.693	(19)	(1.346)	13.894	7.868	77
2.555	2.552	-	2.579	2.553	2.628	(3)
18.091	16.231	11	10.599	34.322	27.120	27
200.864	228.203	(12)	242.900	200.864	242.900	(17)
				Acionistas da Petrobras		
				Produção total de óleo e gás natural (mil bbl/dia)		
				EBITDA ajustado		
				Valor de mercado (Controladora)		

No 2T-2013, a Companhia apresentou lucro líquido de R\$ 6.201 milhões, tendo como principais destaques:

- Maior produção de petróleo e LGN no país (1%, 21 mil barris/dia), em função da entrada em operação de novos sistemas no 1º semestre: FPSOs Cid. São Paulo, Cid. Itajaí, Cid. São Vicente e Cid. Paraty.
- Maior carga fresca processada (1%, 19 mil barris/dia), com recordes de processamento ocorridos em maio e junho e maximização da produção de diesel e gasolina, reduzindo a necessidade de importação de derivados.
- Maiores importações de Gás Natural Liquefeito - GNL devido à menor produção de gás natural doméstico, fruto de paradas programadas nos campos de Manati, Mexilhão, Uruguá e Lula.
- Venda de 50% de ativos na África, no âmbito do Programa de Desinvestimentos, gerou um ganho de R\$ 1.906 milhões, com aumento de caixa no valor de R\$ 3.364 milhões.
- Extensão, a partir de meados de maio, da contabilidade de hedge para proteção de exportações futuras, permitindo que perdas cambiais de R\$ 7.982 milhões, relativas a cerca de 70% do endividamento líquido exposto à variação cambial, fossem contabilizadas no Patrimônio Líquido, as quais serão transferidas para o resultado à medida que as exportações forem realizadas. Os demais passivos líquidos expostos geraram perdas cambiais de R\$ 3.180 milhões no resultado.
- Captação líquida total de US\$ 15,1 bilhões, com destaque para a operação de US\$ 11 bilhões em global notes com vencimentos em 3, 5, 10 e 30 anos, objetivando a financiabilidade do Plano de Negócios e Gestão – PNG 2013/2017.



Comentários da Presidente

Sra. Maria das Graças Silva Foster

Prezados Acionistas e Investidores,

Nosso lucro operacional no segundo trimestre de 2013 totalizou R\$ 11,1 bilhões, aumento de 13% ante o primeiro trimestre do ano. Este crescimento é explicado pelo efeito do aumento dos preços de diesel e gasolina ocorridos ao longo do 1T13, pela maior produção desses derivados em nosso parque de refino, pelos ganhos com as operações de desinvestimento no exterior, pelos resultados da otimização de custos operacionais e pela continuidade na recuperação da eficiência operacional da produção na Bacia de Campos. O lucro líquido foi de R\$ 6,2 bilhões, 19% inferior ao do 1T13, em função do resultado financeiro negativo, impactado pela desvalorização do real frente ao dólar.

A produção média de óleo ficou em linha com as nossas previsões, em um patamar ligeiramente acima do 1T13 (+1%), reflexo do início de operação de 4 plataformas (FPSOs Cidade de São Paulo, Cidade de São Vicente, Cidade de Itajaí e Cidade de Paraty), da interligação de 15 novos poços e da crescente produção do pré-sal ao longo do 1º semestre, cujo destaque foi o recorde de produção de 326 mbpd atingido em 22 de junho.

O *ramp-up* desses novos sistemas e a entrada de outras plataformas nos próximos meses asseguram o crescimento da produção no segundo semestre de 2013, mais fortemente no último trimestre, com o início em operação das plataformas P-55, P-58, P-63, P-61 e da TAD (Tender Assistid Drilling), sonda de apoio que operará conjuntamente à P-61 e P-63. Ressaltamos que a realização física média destas plataformas é de 97% e que a P-55, P-63 e P-58 estarão em suas locações definitivas ainda no mês de setembro.

No que se refere à Exploração, totalizamos 9 descobertas ao longo deste 1º semestre, 5 no pré-sal. Nosso índice de sucesso exploratório foi de 70%, sendo 100% no pré-sal, já refletindo a política exploratória implantada desde o ano passado, que privilegia as locações de menor risco e destina mais recursos para as atividades de desenvolvimento da produção. As despesas com prospecção e perfuração (poços secos) foram de R\$ 1,2 bilhão no 2T13, 63% menores que os R\$ 3,3 bilhões do mesmo período de 2012. Nenhum dos 13 poços secos contabilizados no 2T13 é do pré-sal. Ao participar da 11ª Rodada de Licitação, arrematamos, integralmente ou em parceria com outras 7 empresas, 34 dos 289 blocos leiloados, aqueles que, em nossa análise, são os de maior potencial exploratório.

No Refino, continuamos operando com excelentes níveis de eficiência, que se traduziram em uma produção média de derivados de 2.138 mbpd (+1%), com destaque para a maior produção de gasolina (+48 mbpd) e diesel (+16 mbpd) e fator de utilização (FUT) de 99%. Nos dias 29 e 30 de junho nosso parque de refino alcançou o recorde de 2.200 mbpd de processamento de petróleo.

A área de Gás e Energia também sustentou o excepcional desempenho já apresentado nos últimos trimestres, atendendo a uma demanda de gás natural média de 89 milhões m³/dia e uma geração termelétrica de 8,2 GW/médio.

Gostaria, mais uma vez, de destacar a evolução dos importantes programas estruturantes do nosso PNG 2013-2017. As ações do PRODESIN (Programa de Desinvestimentos) nos permitiram concluir 5 projetos de desinvestimento neste trimestre, com destaque para a venda de 50% dos ativos na África de posse da Petrobras Oil & Gas B.V. por US\$ 1,5 bilhão. As ações de desinvestimento realizadas no 2T13 contribuíram não apenas com geração de caixa para nossos projetos prioritários de produção de petróleo no Brasil, mas também nos trouxeram o benefício de US\$ 5,2 bilhões em Capex evitado no período 2013-2017. Outro progresso importante a se ressaltar é a maior eficiência na gestão de nossos ativos internacionais. Ainda nesta linha, focando cada vez mais o desenvolvimento do pré-sal no Brasil, nós reduzimos, nos últimos 12 meses, nossa atuação internacional de 23 para 17 países, encerramos 15 empresas e outras 38 estão programadas para serem encerradas até dezembro de 2015.

Por meio do PROEF (Programa de Aumento da Eficiência Operacional da Bacia de Campos) tivemos um ganho de produção de 62 mbpd neste 2º trimestre. A eficiência operacional da UO-BC, que era de 67% no início do Programa (abril de 2012), alcançou a média de 74% no 2T13. A UO-RIO, que teve 91% de eficiência em abril de 2012 e foi incluído no PROEF em novembro, alcançou a média de 93% de eficiência operacional neste 2º trimestre.

Quanto ao PROCOP (Programa de Otimização de Custos Operacionais), suas iniciativas resultaram em uma economia de R\$ 2,9 bilhões nos primeiros 6 meses do ano, acima da meta para o período (R\$ 1,6 bilhão), perfazendo 78% da meta de R\$ 3,8 bilhões do ano de 2013. O Programa incorporou metas adicionais a partir de julho, ao incluir as subsidiárias BR Distribuidora, Petrobras Biocombustível e Liquigás, elevando sua meta em R\$ 151 milhões em 2013 e para R\$ 34 bilhões no período 2013-2016.



Como resultado de todas estas iniciativas, alcançamos no 2T13 uma geração de caixa 9% maior do que a verificada no 1T13. Destaco ainda as bem-sucedidas captações realizadas no trimestre, em especial a emissão de títulos de US\$ 11 bilhões ocorrida em maio. Com isso, nossas disponibilidades atingiram o montante de R\$ 73 bilhões ao fim do 2T13. Também estendemos neste trimestre a Contabilidade de Hedge para proteção de exportações futuras, permitindo que perdas cambiais de R\$ 8 bilhões, relativas à cerca de 70% do endividamento líquido exposto à variação cambial, fossem contabilizadas no Patrimônio Líquido e sejam transferidas para o resultado na medida em que as exportações forem realizadas.

Novamente faço questão de aqui reiterar a confiança desta Diretoria Executiva em nossas equipes técnicas, e por isso afirmo que nossas perspectivas de crescimento são exequíveis no curto prazo. Nosso empenho diário tem por objetivo construir uma Companhia mais eficiente e mais rentável. Já superamos inúmeros dos desafios previstos para este ano de 2013 e estamos convictos de que atingiremos nossas metas e objetivos traçados no PNG 2013-2017.

Maria das Graças Silva Foster
Presidente



DESTAQUES FINANCEIROS

Principais itens e indicadores econômicos consolidados

				R\$ milhões			
2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	1º Semestre			
				2013	2012	2013 x 2012 (%)	
73.627	72.535	2	68.047	Receita de vendas	146.162	134.181	9
18.708	18.856	(1)	16.015	Lucro bruto	37.564	36.259	4
11.107	9.849	13	5.282	Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	20.956	17.053	23
(3.551)	1.390	(355)	(6.407)	Resultado financeiro líquido	(2.161)	(5.942)	64
6.201	7.693	(19)	(1.346)	Lucro líquido/(prejuízo) consolidado atribuível aos acionistas da Petrobras	13.894	7.868	77
0,48	0,59	(19)	(0,11)	Lucro líquido/(prejuízo) por ação ¹	1,07	0,60	78
200.864	228.203	(12)	242.900	Valor de mercado (Controladora)	200.864	242.900	(17)
25	26	(1)	24	Margem bruta (%)	26	27	(1)
15	14	1	8	Margem operacional (%) ²	14	13	1
8	11	(3)	(2)	Margem líquida (%)	10	6	4
18.091	16.231	11	10.599	EBITDA ajustado – R\$ milhões ³	34.322	27.120	27
				Resultado operacional por segmento de negócio			
13.566	15.084	(10)	16.172	. E&P	28.650	35.018	(18)
(3.773)	(6.537)	42	(9.968)	. Abastecimento	(10.310)	(17.069)	40
809	1.183	(32)	34	. Gás & Energia	1.992	1.023	95
(77)	(67)	(15)	(93)	. Biocombustível	(144)	(144)	–
696	1.083	(36)	713	. Distribuição	1.779	1.265	41
2.204	1.188	86	936	. Internacional	3.392	2.383	42
(2.670)	(2.778)	4	(2.288)	. Corporativo	(5.448)	(4.733)	(15)
24.344	19.769	23	20.653	Investimentos consolidados	44.113	38.673	14
102,44	112,55	(9)	108,19	Petróleo Brent (US\$/bbl)	107,50	113,34	(5)
2,07	2,00	3	1,96	Dólar médio de venda (R\$)	2,03	1,87	9
2,22	2,01	10	2,02	Dólar final de venda (R\$)	2,22	2,02	10
7,52	7,13	–	8,87	Selic- taxa média (%)	7,33	9,59	(2)
				Indicadores de preços médios			
207,22	203,74	2	180,83	Preço derivados básicos merc. inter (R\$/bbl)	205,50	178,80	15
				Preço de venda - Brasil			
94,17	102,91	(8)	104,29	. Petróleo (US\$/bbl) ⁴	98,52	108,01	(9)
50,47	47,42	6	47,77	. Gás natural (US\$/bbl)	49,56	49,88	(1)
				Preço de venda - Internacional			
89,84	94,26	(5)	93,48	. Petróleo (US\$/bbl)	92,08	96,98	(5)
21,31	23,02	(7)	20,34	. Gás natural (US\$/bbl)	22,18	20,25	10

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 2T-2013 x 1T-2013:

Lucro Bruto

No mesmo patamar do 1T-2013, com destaque para:

- Receita de vendas de R\$ 73.627 milhões, 2% superior ao 1T-2013, devido ao efeito integral dos reajustes praticados nos preços do diesel e gasolina ocorridos ao longo do 1T-2013 e ao aumento da demanda no mercado interno (3%), com destaque para o diesel (6%) e gás natural (4%). Estes efeitos foram parcialmente compensados pela menor receita de exportação de petróleo, decorrente da redução dos volumes e das cotações internacionais (Brent 9%).
- Custo dos produtos vendidos de R\$ 54.919 milhões, 2% superior ao 1T-2013, devido ao aumento no volume de vendas no mercado interno (3%), a maiores importações de GNL e ao maior processamento de óleo leve importado. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela menor participação dos derivados importados no mix de vendas.

Lucro Operacional

Aumento de 13% (R\$ 1.258 milhões), refletindo principalmente os ganhos na venda de 50% de ativos no continente africano⁵ e o lucro bruto no mesmo patamar.

Resultado Financeiro Líquido

Despesa financeira líquida de R\$ 3.551 milhões, devido à depreciação cambial sobre o endividamento líquido (depreciação de 10% do Real frente ao Dólar), já contemplando a menor exposição cambial decorrente da extensão, em meados de maio, da contabilidade de hedge para proteção de exportações futuras, que evitou a redução de R\$ 7.982 milhões no resultado financeiro.

Segundo o Pronunciamento Contábil CPC 38, que trata da contabilidade de hedge, os efeitos da variação cambial acumulados no patrimônio líquido afetarão o resultado da Companhia à medida que as exportações forem realizadas.

Lucro líquido

Lucro líquido de R\$ 6.201 milhões, 19% inferior em relação ao 1T-2013, refletindo o efeito da depreciação cambial sobre o endividamento líquido, parcialmente compensado pelo aumento no lucro operacional.

⁵ Vide apêndice 6 - Venda de ativos no continente africano.



DESTAQUES FINANCEIROS

RESULTADO DAS OPERAÇÕES

Resultados do 1S-2013 X 1S-2012:

Lucro Bruto

Superior em 4% (R\$ 1.305 milhões), refletindo:

- Receita de vendas de R\$ 146.162 milhões, 9% superior ao 1S-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 (9%) sobre os preços dos derivados atrelados ao mercado internacional;
 - Aumento da demanda no mercado interno (9%), principalmente de gasolina (6%), diesel (7%), óleo combustível (45%) e gás natural (26%), compensado pelo menor volume de petróleo exportado, em função da menor produção e maior carga processada.
- Custo dos produtos vendidos de R\$ 108.598 milhões, 11% superior ao 1S-2012, retratando:
 - Aumento de 6% no volume de vendas de derivados no mercado interno, suportado pelo aumento da produção nacional, reduzindo a necessidade de importação de derivados;
 - 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 9% 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\$ 20.956 milhões, 23% superior ao 1S-2012, refletindo as menores baixas de poços secos e subcomerciais (R\$ 2.051 milhões), os ganhos na venda de ativos no continente africano e o aumento do lucro bruto.

Resultado Financeiro Líquido

Despesa financeira líquida de R\$ 2.161 milhões, inferior em R\$ 3.781 milhões em relação ao 1S-2012, decorrente da redução da exposição cambial pela extensão da contabilidade de hedge para proteção de exportações futuras, reduzindo em R\$7.982 milhões os impactos cambiais no resultado financeiro.

Lucro Líquido

Lucro Líquido de R\$ 13.894 milhões, 77% superior ao 1S-2012 (R\$ 7.868 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

2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	Resultado líquido	1º Semestre		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
8.909	9.958	(11)	10.673		18.867	23.117	(18)

(2T-2013 x 1T-2013): A redução do lucro líquido decorreu dos menores preços de venda/transferência do petróleo nacional, refletindo a redução dos preços das *commodities* no mercado internacional, compensados parcialmente pelo maior volume de produção de petróleo e LGN.

O *spread* entre o preço médio do petróleo nacional vendido/transferido e a cotação média do Brent reduziu de US\$ 9,64/bbl no 1T-2013 para US\$ 8,27/bbl no 2T-2013.

(1S-2013 x 1S-2012): A redução do lucro líquido refletiu o menor volume de produção de petróleo e LGN, além do aumento dos custos com depreciação/depleção, pessoal, manutenção e intervenção de poços, e afretamento de plataformas, ainda em início de seu ramp-up. Esses efeitos foram parcialmente compensados 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\$ 5,33/bbl no 1S-2012 para US\$ 8,98/bbl em 1S-2013.

2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	Produção nacional (mil barris/dia) ^(*)	1º Semestre		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
1.931	1.910	1	1.970	Petróleo e LGN	1.921	2.018	(5)
389	400	(3)	362	Gás natural ⁶	394	363	9
2.320	2.310	-	2.332	Total	2.315	2.381	(3)

(2T-2013 x 1T-2013): A produção de petróleo e LGN aumentou em função da entrada em operação do FPSO-Cidade de São Vicente (TLD Sapinhoá Norte), Cidade Itajaí (Baúna), ambos em fev/13, e Cidade de Paraty (Piloto de Lula Ne), em Jun/13, parcialmente compensado pela continuidade do programa de paradas programadas.

A produção de gás natural reduziu em função da parada programada nos campos de Manati, Mexilhão, Uruguá e Lula, e na unidade de tratamento e processamento (UPGN) de Caraguatatuba.

(1S-2013 x 1S-2012): A produção de petróleo e LGN reduziu em função do maior número de paradas, da interrupção da produção em Frade em março/12, da saída das plataformas SS-11 de Baúna e P-34 de Jubarte, além do declínio natural dos campos, parcialmente compensada com a entrada de Cidade de Anchieta (Baleia Azul), Cidade de São Paulo (Sapinhoá), Cidade de São Vicente (TLD de Sapinhoá Norte), Cidade de Paraty (Piloto Lula NE) e Cidade de Itajaí (Baúna).

Contribuíram para a maior produção de gás 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

2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	Lifting cost - país ^{7 (*)}	1º Semestre		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
15,02	14,76	2	13,28	US\$/barril:			
32,05	33,56	(5)	32,04	• sem participação governamental	14,89	13,09	14
				• com participação governamental	32,80	33,87	(3)
31,25	29,49	6	26,39	R\$/barril:			
67,88	67,08	1	64,87	• sem participação governamental	30,38	24,43	24
				• com participação governamental	67,48	63,19	7

Lifting Cost sem participações governamentais

(2T-2013 x 1T-2013): O indicador em dólar aumentou 2%. Desconsiderando os efeitos cambiais, o acréscimo foi de 4% e decorreu, principalmente, dos custos das entradas em operação do FPSO-Cidade Itajaí e do TLD do FPSO Cidade de São Vicente (ambos em Fev/13), do FPSO Cidade de Paraty (em Jun/13), do retorno do campo de Frade (em Abr/13), além dos maiores gastos com pessoal decorrentes da revisão atuarial dos planos de pensão e saúde.

(1S-2013 x 1S-2012): O indicador em dólar aumentou 14%. Desconsiderando os efeitos cambiais, o acréscimo de 19% decorreu do maior número de intervenções em poços na Bacia de Campos, decorrente principalmente do 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 São Vicente (TLD de Sapinhoá Norte), Cidade de Paraty (Piloto Lula NE) e Cidade de Itajaí (Baúna), além dos maiores gastos com pessoal, decorrentes do ACT 2012 e da revisão atuarial dos planos de pensão e saúde.

Lifting Cost com participações governamentais

(2T-2013 x 1T-2013): O indicador em dólar reduziu 5%. Excluindo o efeito cambial, o indicador foi menor em 3%, devido à redução do preço médio de referência do petróleo nacional, vinculado às cotações internacionais.

(1S-2013 x 1S-2012): O indicador em dólar reduziu 3%. Excluindo o efeito cambial, o indicador permaneceu estável. A parcela de Participações Governamentais, excluindo o efeito cambial, foi menor em 13%, 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, Marlim Leste, Roncador 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

2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	Resultado líquido	1º Semestre		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
(2.516)	(4.256)	41	(7.030)		(6.772)	(11.629)	42

(2T-2013 x 1T-2013): A melhora no resultado decorreu dos reajustes nos preços do diesel e da gasolina ocorridos em janeiro e março, com impacto integral no 2T-2013, da menor participação de derivados importados no mix de vendas, em razão do maior processamento nas refinarias, e dos menores custos com aquisição/transferência de petróleo, decorrente da diminuição das cotações internacionais.

(1S-2013 x 1S-2012): Os reajustes nos preços do diesel e da gasolina ocorridos desde junho de 2012 e o maior processamento nas refinarias, ocasionando a menor participação de derivados importados no mix de vendas, contribuíram para a melhora do resultado.

2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	Importações e exportações de petróleo e derivados (mil barris/dia) ^(*)	1º Semestre		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
447	484	(8)	341	Importação de petróleo	465	349	33
261	376	(31)	383	Importação de derivados	318	395	(19)
708	860	(18)	724	Importação de petróleo e derivados	783	744	5
162	215	(25)	351	Exportação de petróleo ⁸	189	424	(55)
197	191	3	203	Exportação de derivados	194	210	(8)
359	406	(12)	554	Exportação de petróleo e derivados	383	634	(40)
(349)	(454)	(23)	(170)	Exportação (import.) líquida de petróleo e derivados	(400)	(110)	264
2	2	-	7	Exportação outros	2	6	(67)

(2T-2013 x 1T-2013): Menores importações de petróleo devido à antecipação de compra de óleo no 1T-2013 como preparação para parada de duto e Unidade de Hidrotratamento na região de SP, elevando a base de comparação. Menor importação de derivados, em função do aumento da produção nas refinarias.

Redução das exportações de petróleo devido à formação de estoque para preparação da parada de pier no Terminal de Angra.

(1S-2013 x 1S-2012): Maiores importações de petróleo, em função de menor produção e aumento da carga processada. Menor importação de derivados, em função do aumento da produção nas refinarias.

Redução das exportações de petróleo, devido à menor produção e maior processamento nas refinarias, e de derivados, em razão de maior demanda no mercado interno.

^(*) 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

2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	Indicadores Operacionais do Refino (mil barris/dia) ^(*)	1º Semestre		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
2.138	2.127	1	2.008	Produção de derivados	2.133	1.975	8
2.079	2.079	-	2.013	Capacidade instalada de processamento primário ⁹	2.079	2.013	3
99	98	1	95	Utilização (%) da capacidade nominal ¹⁰	99	94	5
2.102	2.083	1	1.927	Carga processada - país ¹¹	2.092	1.905	10
79	83	(5)	82	Participação do óleo nacional na carga processada (%)	81	82	(1)

(2T-2013 x 1T-2013): A carga fresca processada diária aumentou 1%, com melhora do perfil de rendimento quando comparado ao 1T-2013. Este nível de desempenho é reflexo do esforço continuado de maior utilização dos ativos e da gestão integrada do sistema de abastecimento.

(1S-2013 x 1S-2012): A carga fresca processada diária foi 10% superior, em função da melhora sustentável de performance operacional das refinarias, com destaque para o aumento da produção de diesel, QAV e gasolina, mantendo elevados níveis de confiabilidade, sempre respeitando os limites de projeto dos equipamentos e os requisitos de segurança, meio ambiente e qualidade dos produtos.

2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	Custo do refino - país ^{12(*)}	1º Semestre		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
3,08	3,14	(2)	3,14	Custo do refino (US\$/barril)	3,11	3,44	(10)
6,37	6,24	2	6,25	Custo de refino (R\$/barril)	6,31	6,42	(2)

(2T-2013 x 1T-2013): Redução de 2% do indicador em dólar. Em reais, o indicador aumentou 2%, principalmente pelos maiores gastos com pessoal decorrentes da revisão atuarial dos planos de pensão e saúde.

(1S-2013 x 1S-2012): O indicador em dólar foi 10% menor. Em reais, a redução foi de 2%, devido à maior carga fresca processada e à redução dos gastos com manutenção de rotina, compensados, em parte, pelos maiores gastos com pessoal, decorrentes do ACT 2012 e da revisão atuarial dos planos de pensão e saúde.

^(*) 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

2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	Resultado líquido	1º Semestre		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
576	878	(34)	86		1.454	793	83

(2T-2013 x 1T-2013): A redução do lucro líquido foi influenciada pelos maiores custos com importação de gás natural boliviano e de gás natural liquefeito (GNL) e pelos menores preços médios de realização de energia elétrica, decorrente da diminuição do PLD.

(1S-2013 x 1S-2012): O aumento do lucro líquido decorreu dos maiores volumes de geração e preços médios de realização de energia elétrica, em razão do menor nível dos reservatórios e consequente elevação do PLD. Esses fatores positivos foram parcialmente prejudicados pelos maiores custos com importação de gás natural e de GNL para atender a demanda do setor termelétrico.

2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	Indicadores físicos e financeiros (*)	1º Semestre		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
2.318	1.864	24	2.092	Vendas de energia elétrica (contratos) - MW médio	2.103	2.204	(5)
4.493	5.120	(12)	2.636	Geração de energia elétrica - MW médio	4.805	1.749	175
250	325	(23)	161	Preço de liquidação das diferenças (PLD)-R\$/MWh ¹³	288	103	180
122	99	23	79	Importação de Gás Natural Liquefeito - GNL (mil barris/dia)	111	46	141
196	198	(1)	170	Importação de Gás (mil barris/dia)	197	167	18

(2T-2013 x 1T-2013): O aumento de 24% nas vendas de energia é decorrente do aumento da demanda no mercado de curto prazo, para reduzir ou eliminar a exposição dos agentes com venda superior à geração física, em função das incertezas regulatórias.

A diminuição na geração de energia (12%) e no PLD (23%) decorre das melhores condições hidrológicas no 2T-2013, reduzindo o despacho termelétrico.

Aumento na importação de GNL (23%) devido à menor produção de gás natural doméstico, fruto de paradas programadas nos campos de Manati, Mexilhão, Uruguá e Lula.

(1S-2013 x 1S-2012): A redução de 5% do volume nas vendas de energia decorre da retração do mercado em função das incertezas regulatórias.

O aumento no volume gerado de energia (175%) e no PLD (180%) é reflexo da menor afluência ao longo do período.

Aumento na importação de GNL (141%) e de gás da Bolívia (18%) para atender a maior demanda termelétrica.

(*) 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

2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	Resultado líquido	1º Semestre		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
(74)	(48)	(54)	(113)		(122)	(157)	22

(2T-2013 x 1T-2013): Os menores preços médios de realização (14%) reduziram a margem bruta das operações de biodiesel. Além disso, o menor resultado com as participações em investidas do setor de etanol, principalmente pela redução do volume comercializado, também determinou o maior prejuízo.

(1S-2013 x 1S-2012): A redução no prejuízo decorreu, principalmente, do ganho obtido com participações em investidas dos setores de etanol e biodiesel, em razão do maior volume de açúcar e dos maiores volumes e preços de biodiesel, óleos vegetais e farelos. Também contribuiu para a melhora do resultado o menor montante de recursos aplicados na pesquisa e desenvolvimento da produção de etanol de segunda geração.

DISTRIBUIÇÃO

2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	Resultado líquido	1º Semestre		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
459	716	(36)	472		1.175	836	41

(2T-2013 x 1T-2013): Apesar do maior volume de vendas (3%), as menores margens médias de comercialização de combustíveis (14%), devido ao menor nível de despacho termelétrico em relação ao 1T-2013, determinaram a redução do lucro líquido.

(1S-2013 x 1S-2012): O aumento no lucro líquido decorreu do acréscimo nas margens médias de comercialização (20%) e no volume de vendas (8%). Esses efeitos foram parcialmente compensados pela elevação das despesas com frete e pessoal.

2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	Market Share (*)	1º Semestre		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
37,6%	38,8%	(1)	37,6%		38,2%	38,1%	-

(2T-2013 x 1T-2013): A perda de *Market Share* no 2T-2013 tem caráter sazonal, em função do perfil de vendas da distribuição.

(1S-2013 x 1S-2012): O aumento de *Market Share* é explicado principalmente pelo despacho térmico complementar.

(*) Não revisado pelo auditor independente.



DESTAQUES FINANCEIROS

INTERNACIONAL

2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	Resultado líquido	1º Semestre		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
1.968	732	169	42		2.700	1.032	162

(2T-2013 x 1T-2013): O aumento do resultado no 2T-2013 decorreu dos ganhos líquidos provenientes da venda de 50% de ativos na África (R\$ 1.906 milhões), compensado pela revisão do imposto de renda diferido na Nigéria e pela redução dos preços das *commodities* no mercado internacional.

(1S-2013 x 1S-2012): Incremento decorrente dos ganhos líquidos na venda de 50% de ativos na África (R\$ 1.906 milhões), atenuado pelos menores volumes de vendas na Nigéria e redução do preço médio de vendas das *commodities*.

2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	Produção Internacional (mil barris/dia) ^{14 (*)}	1º Semestre		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
139	143	(3)	143	Produção internacional consolidada			
90	93	(3)	97	Petróleo e LGN	141	142	(1)
229	236	(3)	240	Gás natural	91	98	(7)
6	6	-	7	Total	232	240	(3)
235	242	(3)	247	Produção internacional não consolidada	6	7	(14)
				Produção total internacional	238	247	(4)

(2T-2013 x 1T-2013): A produção de óleo e LGN reduziu em função da parada na plataforma do campo de Coulomb/EUA, associado à menor produção na Argentina, devido ao declínio dos campos de Entre Lomas e Medanito ocorridas neste trimestre.

A produção de gás natural reduziu, principalmente na Bolívia, em função de parada para manutenção da planta de San Alberto.

(1S-2013 x 1S-2012): A produção de óleo e LGN reduziu pelos seguintes fatores: i) menor produção na Nigéria, por declínio natural dos campos de Agbami e Akpo; ii) declínio natural dos volumes produzidos em campos maduros na Argentina; iii) declínio natural do campo de Espinal e término do contrato do campo de Upia na Colômbia. Estes fatores foram compensados, em parte, pelo maior volume obtido nos campos dos EUA (primeiro óleo de Cascade e Chinook em 2012).

A produção de gás natural foi reduzida na Argentina em função do esgotamento de um poço em Santa Cruz e pelos incidentes climáticos na Bacia Neuquina.

(*) 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

2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	<i>Lifting Cost</i> - Internacional (US\$/barril) ^{15(*)}	1º Semestre		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
8,75	8,50	3	8,86		8,62	8,17	6

(2T-2013 x 1T-2013): Aumento, principalmente na Argentina, em função de serviços em manutenção de poços, reajuste da tarifa de energia elétrica.

(1S-2013 x 1S-2012): Aumento, principalmente na Argentina, por serviços de manutenção em poços, reajuste da tarifa de energia elétrica, e remediação ambiental de tanques de armazenamento da produção, adicionado ao efeito da menor produção no período.

2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	Indicadores Operacionais do Refino - Internacional (mil barris/dia) ^(*)	1º Semestre		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
181	173	5	186	Carga processada	177	189	(6)
199	185	8	199	Produção de derivados	192	204	(6)
231	231	-	231	Capacidade instalada de processamento primário	231	231	-
73	72	1	71	Utilização (%) da capacidade nominal	72	73	(1)

(2T-2013 x 1T-2013): Maior carga processada, produção de derivados e da utilização da capacidade nominal, devido ao maior processamento de intermediários, nos EUA. Este efeito foi compensado, em parte, pela menor demanda de derivados e pela parada da refinaria do Japão, em função do incêndio na bomba de fundo da unidade de destilação, em junho.

(1S-2013 x 1S-2012): Menor carga processada, produção de derivados e utilização da capacidade nominal, em função da limitação técnica de processamento de óleo leve e da decisão econômica de processar menor volume de carga de intermediários, nos EUA. Além disso, no Japão houve uma redução da demanda de derivados e parada da refinaria, para manutenção na bomba de fundo da unidade de destilação, em junho.

2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	Custo do refino - Internacional (US\$/barril) ^{15(*)}	1º Semestre		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
3,76	3,79	(1)	3,50		3,78	3,37	12

(2T-2013 x 1T-2013): O custo do refino manteve-se praticamente estável.

(1S-2013 x 1S-2012): Aumento em função dos maiores gastos com seguros, manutenção e maior consumo de catalisadores, nos EUA, além da redução na carga processada.

(*) 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 (*)

2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012		1º Semestre		
					2013	2012	2013 x 2012 (%)
978	921	6	914	Diesel	950	889	7
583	580	1	557	Gasolina	582	551	6
103	118	(13)	77	Óleo combustível	110	76	45
170	180	(6)	162	Nafta	175	168	4
233	213	9	228	GLP	223	221	1
104	105	(1)	107	QAV	104	107	(3)
201	196	3	192	Outros	199	192	4
2.372	2.313	3	2.237	Total de derivados	2.343	2.204	6
83	81	2	75	Alcoóis, nitrogenados renováveis e outros	82	78	5
435	417	4	355	Gás natural	426	339	26
2.890	2.811	3	2.667	Total mercado interno	2.851	2.621	9
361	408	(12)	561	Exportação	385	640	(40)
501	489	2	518	Vendas internacionais	495	494	-
862	897	(4)	1.079	Total mercado externo	880	1.134	(22)
3.752	3.708	1	3.746	Total geral	3.731	3.755	(1)

O volume de vendas no mercado interno foi 9% superior ao 1S-2012, destacando-se os seguintes produtos:

- Diesel (aumento de 7%) - crescimento da atividade de varejo, maior consumo em termelétricas e aumento da safra de grãos;
- Gasolina (aumento de 6%) - crescimento da frota de veículos flex, associado à vantagem do preço da gasolina em relação ao etanol na maioria dos estados e diminuição da colocação de gasolina por outros players. Estes fatores foram parcialmente compensados pela menor demanda de gasolina A devido ao aumento de 20% para 25% do teor de anidro na gasolina C;
- Óleo combustível (aumento de 45%) - aumento da utilização em térmicas para geração de energia elétrica;
- Gás natural (aumento de 26%) - maior demanda termelétrica, em função do menor nível dos reservatórios das hidrelétricas;
- O volume de vendas no mercado externo foi inferior ao 1S-2012, tendo em vista a redução de 40% nas exportações, principalmente de petróleo, decorrente da redução da produção de óleo e do maior processamento nas refinarias no país, e de derivados, pelo aumento das vendas no mercado interno.

(*) Não revisado pelo auditor independente.



DESTAQUES FINANCEIROS

LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL

Fluxos de caixa consolidado – Resumo ¹⁶

			R\$ milhões	
			1º Semestre	
2T-2013	1T-2013	2T-2012	2013	2012
46.262	48.497	57.894	48.497	52.532
(19.027)	(20.869)	(17.990)	(20.869)	(16.785)
27.235	27.628	39.904	27.628	35.747
16.197	14.879	11.014	31.076	26.100
(22.344)	(16.320)	(20.176)	(38.664)	(37.494)
(23.173)	(18.408)	(19.522)	(41.581)	(36.099)
3.192	-	-	3.192	-
(2.363)	2.088	(654)	(275)	(1.395)
(6.147)	(1.441)	(9.162)	(7.588)	(11.394)
31.281	1.133	(1.501)	32.414	7.081
53.820	7.329	7.628	61.149	22.142
(22.539)	(6.196)	(9.129)	(28.735)	(15.061)
(2.869)	(1)	(4.009)	(2.870)	(6.171)
(95)	(104)	61	(199)	82
1.845	20	1.025	1.865	973
51.250	27.235	26.318	51.250	26.318
21.511	19.027	19.629	21.511	19.629
72.761	46.262	45.947	72.761	45.947

Em 30 de junho de 2013, caixa e equivalentes de caixa atingiram R\$ 51.250 milhões em comparação com R\$ 27.628 milhões em 31 de Dezembro de 2012. As disponibilidades ajustadas¹⁷, compreendendo títulos federais com vencimentos superiores a 90 dias atingiram R\$ 72.761 milhões, 50% superior ao saldo de 31 de dezembro de 2012 (R\$ 48.497 milhões).

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais em 2013 (R\$ 31.076 milhões) foi 19% superior ao mesmo período de 2012 (R\$ 26.100 milhões), principalmente em função do efeito positivo dos reajustes de preço de diesel e gasolina ao longo de 2012 e 2013, parcialmente compensado pelos impactos do acréscimo no volume de importações e do recuo na produção e nas exportações sobre a margem bruta da Companhia.

O caixa utilizado nos investimentos nas áreas de negócios apresentou crescimento de 15% (de R\$ 36.099 milhões para R\$ 41.581 milhões), com destaque para Exploração & Produção e Abastecimento. Tal efeito foi parcialmente compensado pelo recebimento de R\$ 3.364 milhões pela Companhia em 2013 referentes à formação de *joint venture* para exploração e produção de óleo e gás na África através da venda de 50% da participação detida anteriormente.

Os recursos obtidos através de captações, líquidos de amortizações, aumentaram de R\$ 7.081 milhões em 2012 para R\$ 32.414 milhões em 2013, com destaque para a operação de emissão de US\$ 11 bilhões de *bonds* realizada em maio de 2013 no mercado norte-americano, além de captações complementares no mercado bancário.

O caixa obtido através das atividades de financiamento (R\$ 32.414 milhões) juntamente com o caixa gerado nas atividades operacionais (R\$ 31.076 milhões) e o recebimento de R\$ 3.192 milhões em desinvestimento supriram as necessidades de capital da Companhia para investimentos em suas operações, amortização de dívidas e pagamento de dividendos havendo, portanto, incremento do nosso caixa e equivalentes a caixa de R\$ 23.622 milhões e das disponibilidades ajustadas de R\$ 24.264 milhões em 2013.

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 - IFRS e não devem ser consideradas isoladamente ou em substituição ao caixa e equivalentes a caixa, apurados em IFRS. O cálculo de disponibilidades ajustadas não deve ser base de comparação com disponibilidades ajustadas de outras empresas. A administração acredita que as disponibilidades ajustadas são uma informação suplementar que ajuda os investidores a avaliar nossa liquidez e auxilia na gestão pela busca em melhorias na alavancagem.



DESTAQUES FINANCEIROS

Investimentos consolidados

	R\$ milhões				
	1º Semestre				
	2013	%	2012	%	Δ%
Exploração e produção	24.049	54	20.430	53	18
Abastecimento	14.453	33	13.259	34	9
Gás e Energia	2.435	6	1.683	5	45
Internacional	2.281	5	1.903	5	20
Exploração e produção	2.134	94	1.757	92	21
Abastecimento	99	4	97	6	2
Gás e Energia	3	-	3	-	-
Distribuição	37	2	43	2	(14)
Outros	8	-	3	-	167
Distribuição	435	1	543	1	(20)
Biocombustível	28	-	33	-	(15)
Corporativo	432	1	822	2	(47)
Total de investimentos	44.113	100	38.673	100	14

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 junho de 2013 investimos um total de R\$ 44.113 milhões, direcionados ao aumento da capacidade produtiva, à modernização e ampliação do parque de refino e à integração e expansão de nossos sistemas de transporte, através de gasodutos e sistemas de distribuição.



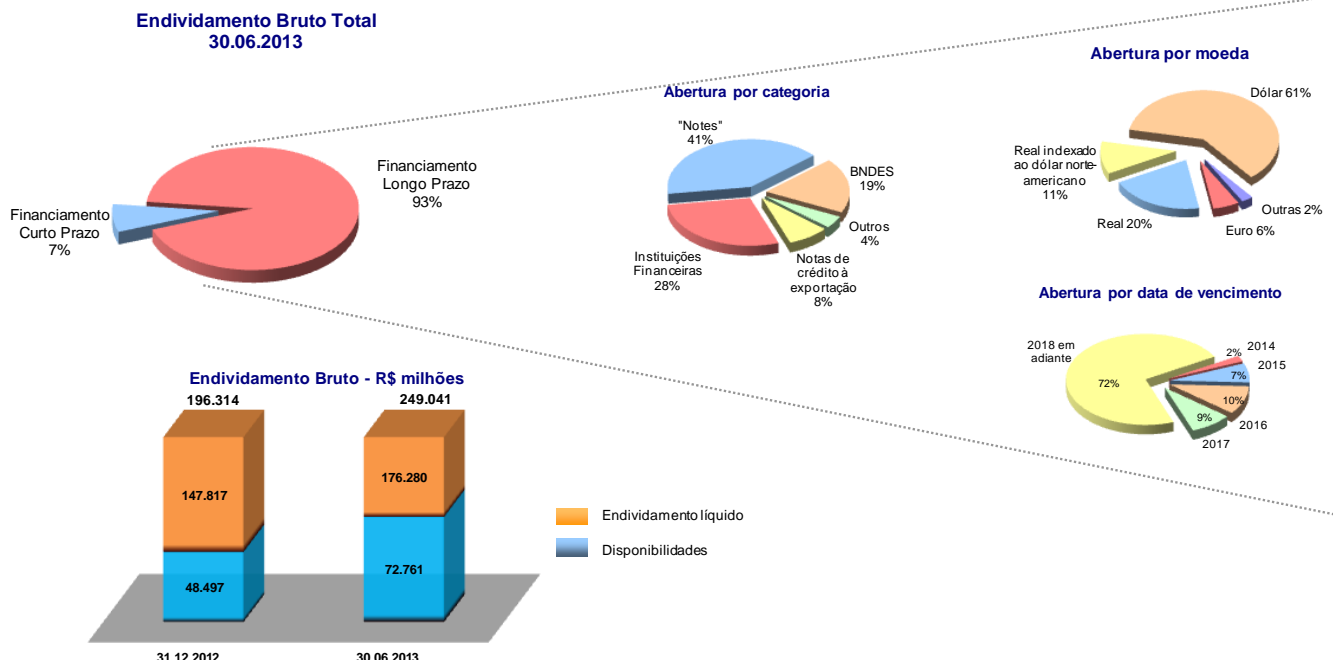
DESTAQUES FINANCEIROS

Endividamento consolidado

	R\$ milhões		
	30.06.2013	31.12.2012	Δ%
Endividamento curto prazo ¹⁸	18.199	15.320	19
Endividamento longo prazo ¹⁹	230.842	180.994	28
Total	249.041	196.314	27
Disponibilidades	51.250	27.628	86
Títulos públicos federais (vencimento superior a 90 dias)	21.511	20.869	3
Disponibilidades ajustadas	72.761	48.497	50
Endividamento líquido ²⁰	176.280	147.817	19
Endividamento líquido/(endividamento líquido+patrimônio líquido)	34%	31%	3
Passivo total líquido ²¹	676.267	635.366	6
Estrutura de capital (capital de terceiros líquido / passivo total líquido)	50%	48%	2
Índice de Dívida Líquida/EBITDA ajustado	2,57	2,77	(7)

	U.S.\$ milhões		
	30.06.2013	31.12.2012	Δ%
Endividamento curto prazo	8.214	7.497	10
Endividamento longo prazo	104.189	88.570	18
Total	112.403	96.067	17
Endividamento líquido	79.563	72.335	10

O endividamento líquido do Sistema Petrobras em Reais aumentou 19% em relação a 31.12.2012, em decorrência de captações de longo prazo e do impacto da depreciação cambial de 8,4%.



¹⁸ Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 39 milhões em 30.06.2013 e R\$ 37 milhões em 31.12.2012).

¹⁹ Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 193 milhões em 30.06.2013 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

Balanço Patrimonial – Consolidado²²

ATIVO	R\$ milhões	
	30.06.2013	31.12.2012
Circulante	144.710	118.102
Caixa e equivalentes de caixa	51.250	27.628
Títulos e valores mobiliários	21.782	21.316
Contas a receber, líquidas	22.130	22.681
Estoques	31.097	29.736
Impostos e contribuições	13.482	11.387
Ativos não-correntes para venda	456	290
Outros ativos circulantes	4.513	5.064
Não Circulante	604.318	565.761
Realizável a L. Prazo	58.361	53.361
Contas a receber, líquidas	9.084	9.075
Títulos e valores mobiliários	337	359
Depósitos judiciais	5.905	5.510
Imposto de renda e contribuição social diferidos	20.471	17.440
Impostos e contribuições	11.248	10.673
Adiantamento a fornecedores	7.434	6.449
Outros ativos realizáveis a longo prazo	3.882	3.855
Investimentos	14.610	12.477
Imobilizado	451.353	418.716
Intangível	79.994	81.207
Total do Ativo	749.028	683.863

PASSIVO	R\$ milhões	
	30.06.2013	31.12.2012
Circulante	68.165	69.620
Fornecedores	25.267	24.775
Financiamentos	18.199	15.320
Impostos e contribuições	10.357	12.522
Dividendos propostos	2.899	6.154
Salários, férias, encargos e participações	4.864	4.420
Planos de pensão e saúde	1.587	1.610
Outras contas e despesas a pagar	4.992	4.819
Não Circulante	340.838	283.761
Financiamentos	230.842	180.994
Imposto de renda e contribuição social diferidos	43.316	39.262
Planos de pensão e saúde	42.069	40.051
Provisão para desmantelamento de áreas	19.012	19.292
Provisão para processos judiciais	3.300	2.585
Outras contas e despesas a pagar	2.299	1.577
Patrimônio Líquido	340.025	330.482
Capital Social realizado	205.411	205.392
Reservas de lucros e outras	132.854	122.736
Participação dos acionistas não controladores	1.760	2.354
Total do passivo	749.028	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 30.06.2013).



DESTAQUES FINANCEIROS

Demonstração dos Fluxos de Caixa – Consolidado

			R\$ milhões	
			1º Semestre	
2T-2013	1T-2013	2T-2012	2013	2012
6.201	7.693	(1.346)	13.894	7.868
9.996	7.186	12.360	17.182	18.232
6.984	6.382	5.317	13.366	10.066
3.417	(1.053)	7.146	2.364	6.643
(522)	142	(525)	(380)	(311)
(390)	(156)	426	(546)	290
(1.371)	(29)	77	(1.400)	(20)
3.060	2.122	(537)	5.182	1.794
624	607	2.737	1.231	3.282
324	147	769	471	912
1.373	1.402	1.006	2.775	2.012
687	(2.324)	(1.093)	(1.637)	(2.345)
404	374	(681)	778	(845)
(475)	400	1.189	(75)	710
(489)	(298)	(467)	(787)	(740)
(4.039)	(431)	(1.827)	(4.470)	(1.209)
409	(99)	(1.177)	310	(2.007)
16.197	14.879	11.014	31.076	26.100
(22.344)	(16.320)	(20.176)	(38.664)	(37.494)
(23.173)	(18.408)	(19.522)	(41.581)	(36.099)
3.192	-	-	3.192	-
(2.363)	2.088	(654)	(275)	(1.395)
(6.147)	(1.441)	(9.162)	(7.588)	(11.394)
28.317	1.028	(5.449)	29.345	992
53.820	7.329	7.628	61.149	22.142
(20.742)	(3.072)	(7.204)	(23.814)	(10.794)
(1.797)	(3.124)	(1.925)	(4.921)	(4.267)
(2.869)	(1)	(4.009)	(2.870)	(6.171)
(95)	(104)	61	(199)	82
1.845	20	1.025	1.865	973
24.015	(393)	(13.586)	23.622	(9.429)
27.235	27.628	39.904	27.628	35.747
51.250	27.235	26.318	51.250	26.318



DESTAQUES FINANCEIROS

INFORMAÇÕES CONTÁBEIS POR ÁREA DE NEGÓCIO

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	114.546	16.074	457	43.370	17.455	-	(113.694)	146.162
Intersegmentos	67.412	40.364	1.292	393	1.182	3.051	-	(113.694)	-
Terceiros	542	74.182	14.782	64	42.188	14.404	-	-	146.162
Custo dos produtos e serviços vendidos	(35.178)	(121.106)	(13.044)	(508)	(39.135)	(14.182)	-	114.555	(108.598)
Lucro bruto	32.776	(6.560)	3.030	(51)	4.235	3.273	-	861	37.564
Despesas	(4.126)	(3.750)	(1.038)	(93)	(2.456)	119	(5.448)	184	(16.608)
Vendas, gerais e administrativas	(424)	(2.890)	(990)	(54)	(2.445)	(875)	(2.405)	176	(9.907)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(2.383)	-	-	-	-	(105)	-	-	(2.488)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(646)	(222)	(72)	(25)	(2)	(4)	(297)	-	(1.268)
Tributárias	(47)	(78)	(79)	(1)	(25)	(157)	(85)	-	(472)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(626)	(560)	103	(13)	16	1.260	(2.661)	8	(2.473)
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	28.650	(10.310)	1.992	(144)	1.779	3.392	(5.448)	1.045	20.956
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	(2.161)	-	(2.161)
Resultado de participações em investimentos	(2)	32	198	(27)	1	348	(4)	-	546
Lucro antes dos Impostos	28.648	(10.278)	2.190	(171)	1.780	3.740	(7.613)	1.045	19.341
Imposto de renda/contribuição social	(9.741)	3.506	(678)	49	(605)	(961)	2.958	(355)	(5.827)
Lucro líquido (prejuízo)	18.907	(6.772)	1.512	(122)	1.175	2.779	(4.655)	690	13.514
Atribuível aos:									
Acionistas da Petrobras	18.867	(6.772)	1.454	(122)	1.175	2.700	(4.098)	690	13.894
Acionistas não controladores	40	-	58	-	-	79	(557)	-	(380)
	18.907	(6.772)	1.512	(122)	1.175	2.779	(4.655)	690	13.514

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio – 1S 2012

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Receita de vendas	72.245	110.269	9.945	396	36.889	16.889	-	(112.452)	134.181
Intersegmentos	71.896	34.824	1.285	286	719	3.442	-	(112.452)	-
Terceiros	349	75.445	8.660	110	36.170	13.447	-	-	134.181
Custo dos produtos e serviços vendidos	(31.351)	(123.146)	(7.883)	(422)	(33.614)	(13.151)	-	111.645	(97.922)
Lucro bruto	40.894	(12.877)	2.062	(26)	3.275	3.738	-	(807)	36.259
Despesas	(5.876)	(4.192)	(1.039)	(118)	(2.010)	(1.355)	(4.733)	117	(19.206)
Vendas, gerais e administrativas	(482)	(3.003)	(851)	(64)	(2.024)	(835)	(2.256)	117	(9.398)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(4.198)	-	-	-	-	(229)	-	-	(4.427)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(425)	(179)	(27)	(38)	(2)	-	(278)	-	(949)
Tributárias	(45)	(56)	(36)	(2)	(17)	(86)	(76)	-	(318)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(726)	(954)	(125)	(14)	33	(205)	(2.123)	-	(4.114)
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	35.018	(17.069)	1.023	(144)	1.265	2.383	(4.733)	(690)	17.053
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	(5.942)	-	(5.942)
Resultado de participações em investimentos	(2)	(364)	158	(62)	1	(11)	(10)	-	(290)
Lucro antes dos Impostos	35.016	(17.433)	1.181	(206)	1.266	2.372	(10.685)	(690)	10.821
Imposto de renda/contribuição social	(11.906)	5.804	(348)	49	(430)	(1.271)	4.603	235	(3.264)
Lucro líquido (prejuízo)	23.110	(11.629)	833	(157)	836	1.101	(6.082)	(455)	7.557
Atribuível aos:									
Acionistas da Petrobras	23.117	(11.629)	793	(157)	836	1.032	(5.669)	(455)	7.868
Acionistas não controladores	(7)	-	40	-	-	69	(413)	-	(311)
	23.110	(11.629)	833	(157)	836	1.101	(6.082)	(455)	7.557



DESTAQUES FINANCEIROS

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

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Plano de Pensão e Saúde (Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	-	-	-	-	-	-	(967)	-	(967)
Relações Institucionais e Projetos Culturais	(44)	(59)	(4)	-	(42)	(14)	(701)	-	(864)
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(66)	(42)	(6)	-	(38)	(13)	(518)	-	(683)
Ajustes ao Valor de Mercado dos Estoques	(427)	(27)	(124)	-	-	-	(19)	-	(597)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(5)	(187)	(8)	(17)	-	(253)	-	-	(470)
Resultado com Alienações/Baixas de Ativos	(30)	(101)	(5)	-	-	(22)	(113)	-	(271)
Subvenções e Assistências Governamentais	(10)	(33)	(1)	-	37	1.410	(3)	-	1.400
Outros	17	41	29	-	-	82	1	-	170
	(61)	(152)	222	4	59	70	(341)	8	(191)
	(626)	(560)	103	(13)	16	1.260	(2.661)	8	(2.473)

Demonstração do grupo de Outras Receitas (Despesas) – 1S 2012

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Plano de Pensão e Saúde (Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	-	-	-	-	-	-	(1.015)	-	(1.015)
Relações Institucionais e Projetos Culturais	(95)	(281)	(54)	-	(34)	(156)	(231)	-	(851)
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(37)	(40)	(6)	-	(42)	(16)	(551)	-	(692)
Ajustes ao Valor de Mercado dos Estoques	(599)	(100)	(85)	-	-	(31)	(14)	-	(829)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(16)	(312)	-	(16)	-	(567)	-	-	(911)
Resultado com Alienações/Baixas de Ativos	(22)	(95)	(3)	-	-	(23)	(117)	-	(260)
Subvenções e Assistências Governamentais	(12)	(66)	(3)	-	24	79	(2)	-	20
Perda no valor de Recuperação de Ativos - Impairment	14	29	6	-	-	542	-	-	591
Outros	-	-	(1)	-	-	-	-	-	(1)
	41	(89)	21	2	85	(33)	(193)	-	(166)
	(726)	(954)	(125)	(14)	33	(205)	(2.123)	-	(4.114)

Ativo Consolidado por Área de Negócio – 30.06.2013

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Ativo	333.302	198.863	61.710	2.591	17.268	38.755	110.090	(13.551)	749.028
Circulante	14.628	40.794	8.478	233	6.950	7.278	79.138	(12.789)	144.710
Não circulante	318.674	158.069	53.232	2.358	10.318	31.477	30.952	(762)	604.318
Realizável a longo prazo	12.305	10.271	4.342	33	3.730	5.214	23.228	(762)	58.361
Investimentos	192	5.461	1.709	1.822	11	5.335	80	-	14.610
Imobilizado	230.099	142.019	46.362	503	5.859	19.656	6.855	-	451.353
Em operação	141.697	68.266	38.833	463	4.395	10.474	5.091	-	269.219
Em construção	88.402	73.753	7.529	40	1.464	9.182	1.764	-	182.134
Intangível	76.078	318	819	-	718	1.272	789	-	79.994

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 – 1S 2013

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Lucro líquido (prejuízo)	18.907	(6.772)	1.512	(122)	1.175	2.779	(4.655)	690	13.514
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	2.161	-	2.161
Imposto de renda/Contribuição social	9.741	(3.506)	678	(49)	605	961	(2.958)	355	5.827
Depreciação/amortização	7.950	2.600	1.010	22	224	1.208	352	-	13.366
EBITDA	36.598	(7.678)	3.200	(149)	2.004	4.948	(5.100)	1.045	34.868
Participação em investimentos	2	(32)	(198)	27	(1)	(348)	4	-	(546)
Perda no valor de Recuperação de Ativos - Impairment	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA ajustado	36.600	(7.710)	3.002	(122)	2.003	4.600	(5.096)	1.045	34.322

Demonstração Consolidada do EBITDA Ajustado por Área de Negócio – 1S 2012

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	INTER.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Lucro líquido (prejuízo)	23.110	(11.629)	833	(157)	836	1.101	(6.082)	(455)	7.557
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	5.942	-	5.942
Imposto de renda/Contribuição social	11.906	(5.804)	348	(49)	430	1.271	(4.603)	(235)	3.264
Depreciação/amortização	6.052	1.660	861	18	189	958	328	-	10.066
EBITDA	41.068	(15.773)	2.042	(188)	1.455	3.330	(4.415)	(690)	26.829
Participação em investimentos	2	364	(158)	62	(1)	11	10	-	290
Perda no valor de Recuperação de Ativos - Impairment	-	-	1	-	-	-	-	-	1
EBITDA ajustado	41.070	(15.409)	1.885	(126)	1.454	3.341	(4.405)	(690)	27.120



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 - 1S 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	3.518	23	33	101	(285)	2	3.392
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	2.930	46	30	90	(398)	2	2.700

	R\$ milhões						
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Demonstração do Resultado - 1S 2012							
Receita de vendas	5.017	8.628	545	4.802	-	(2.103)	16.889
Intersegmentos	3.546	1.959	33	7	-	(2.103)	3.442
Terceiros	1.471	6.669	512	4.795	-	-	13.447
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	2.867	(368)	59	70	(249)	4	2.383
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	1.654	(365)	25	68	(354)	4	1.032

Ativo Consolidados por Área de Negócio Internacional

	R\$ milhões						
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Ativo em 30.06.2013	30.822	5.738	1.499	2.397	2.336	(4.037)	38.755
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:

Efeito custo médio no CPV (R\$ milhões)	1T-2013	2T-2013	Δ (*)
() aumento do CPV	(5)	(43)	(38)



(*) Considerando o comportamento das cotações internacionais no momento da formação dos estoques, assim como ocorreu no 1T-2013, porém de forma menos acentuada, o CPV do 2T-2013 foi influenciado negativamente pela realização de estoques formados a custos unitários mais elevados em períodos anteriores.

2. Reconciliação do EBITDA

R\$ milhões				1º Semestre		
2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012	2013	2012	2013 X 2012 (%)
5.679	7.835	(28)	(1.871)	13.514	7.557	79
3.551	(1.390)	355	6.407	2.161	5.942	(64)
2.267	3.560	(36)	320	5.827	3.264	79
6.984	6.382	9	5.317	13.366	10.066	33
18.481	16.387	13	10.173	34.868	26.829	30
(390)	(156)	(150)	426	(546)	290	(288)
-	-	-	-	-	1	(100)
18.091	16.231	11	10.599	34.322	27.120	27
25	22	3	16	23	20	3

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\$ 39.247 milhões.

R\$ milhões				1º Semestre			
2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012		2013	2012	2013 x 2012 (%)
Contribuição Econômica - País							
10.256	10.181	1	9.124	ICMS	20.437	18.378	11
-	-	-	955	CIDE	-	1.992	(100)
4.207	4.392	(4)	4.070	PIS/COFINS	8.599	7.537	14
1.937	3.178	(39)	(161)	Imposto de Renda e C.S.s/lucro	5.115	2.228	130
640	1.130	(43)	723	Outros	1.770	1.791	(1)
<u>17.040</u>	<u>18.881</u>	<u>(10)</u>	<u>14.711</u>	Subtotal País	<u>35.921</u>	<u>31.926</u>	<u>13</u>
1.827	1.499	22	2.023	Contribuição Econômica - Exterior	3.326	3.468	(4)
<u>18.867</u>	<u>20.380</u>	<u>(7)</u>	<u>16.734</u>	Total	<u>39.247</u>	<u>35.394</u>	<u>11</u>

4. Participações Governamentais

R\$ milhões				1º Semestre			
2T-2013	1T-2013	2T13 X 1T13 (%)	2T-2012		2013	2012	2013 x 2012 (%)
País							
3.480	3.522	(1)	3.497	Royalties	7.002	7.126	(2)
3.469	3.496	(1)	3.856	Participação Especial	6.965	8.036	(13)
43	46	(7)	39	Retenção de área	89	77	16
<u>6.992</u>	<u>7.064</u>	<u>(1)</u>	<u>7.392</u>	Subtotal País	<u>14.056</u>	<u>15.239</u>	<u>(8)</u>
217	234	(7)	223	Exterior	451	442	2
<u>7.209</u>	<u>7.298</u>	<u>(1)</u>	<u>7.615</u>	Total	<u>14.507</u>	<u>15.681</u>	<u>(7)</u>

As participações governamentais, no país, reduziram 1%, principalmente em consequência da diminuição de 5% no preço médio de referência do petróleo nacional, sendo R\$/bbl 189,66 (US\$/bbl 91,65) no 2º trimestre de 2013, contra R\$/bbl 198,67 (US\$/bbl 99,58), no 1º trimestre de 2013.

A redução nas participações governamentais no país, em 8%, deve-se, principalmente a menor produção nos grandes campos pagadores de participação especial, que compensou o aumento de 2% no preço médio de referência do petróleo nacional, sendo R\$/bbl 194,16 (US\$/bbl 95,61) no 1º semestre de 2013, contra R\$/bbl 189,75 (US\$/bbl 101,74) 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 junho 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	
	30.06.2013	31.12.2012
Ativo	15.610	17.394
Passivo	(151.580)	(117.203)
Derivativos	383	(1.371)
Hedge Accounting	97.175	-
Total	(38.412)	(101.180)

SEGREGAÇÃO POR MOEDA	R\$ milhões	
	30.06.2013	31.12.2012
Dólar	(18.879)	(84.578)
Euro	(12.448)	(9.975)
Libra	(3.719)	(3.466)
Peso	(2.023)	(1.693)
Iene	(1.343)	(1.468)
Total	(38.412)	(101.180)



APÊNDICE

6. Venda de ativos no continente africano

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

Para constituição da *joint venture*, a BTG Pactual E&P B.V. adquiriu 50% das ações da Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G), detidas pela PIBBV, pelo valor total de R\$ 3.364 milhões. Com a efetivação desta operação em 28 de junho de 2013, o resultado líquido auferido pela Companhia foi de R\$ 1.906 milhões, conforme demonstrado a seguir:

	R\$ milhões
Resultado com alienação de ativos	1.554
Remensuração ao valor justo dos ativos remanescentes	1.554
Perda no valor recuperável em investimentos em Angola e Tanzânia	(1.202)
	<hr/> 1.906 <hr/>
Classificação na demonstração de resultado:	
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	1.554
Resultado de participações em investimentos	352

Em decorrência da necessidade de aprovação da operação pelos governos de Angola e Tanzânia, em relação aos respectivos ativos situados nestes países, em 30 de junho de 2013 o saldo de R\$ 78 milhões foi classificado como ativo mantido para venda, no ativo circulante.

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