



PETROBRAS

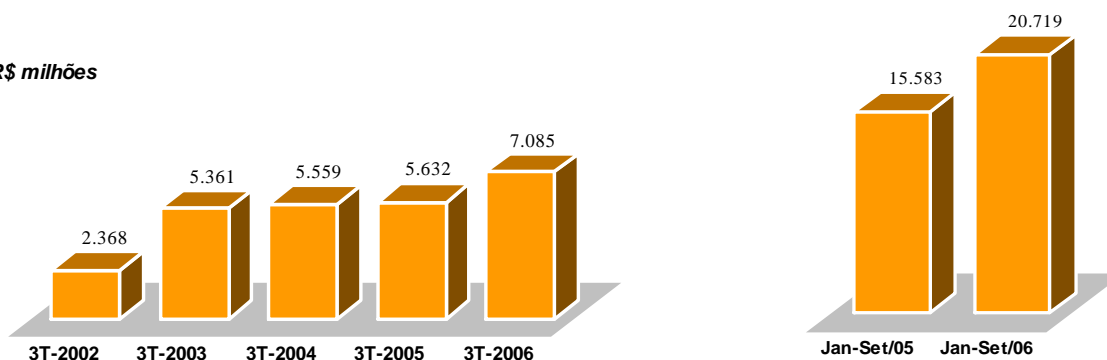
PETROBRAS DIVULGA RESULTADO DO TERCEIRO TRIMESTRE DE 2006

(Rio de Janeiro – 10 de Novembro de 2006) – PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS divulga hoje seus resultados consolidados expressos em milhões de reais, segundo os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil.

A PETROBRAS apurou um lucro líquido consolidado de R\$ 7.085 milhões no 3T-2006, 26% superior ao apurado no 3T-2005.

No período de jan-set/2006, o lucro líquido consolidado foi de R\$ 20.719 milhões, 33% superior ao apurado no período de jan-set/2005, com um crescimento de 6% na produção de petróleo e LGN no país e de 3% na produção de derivados. A geração operacional de caixa medida pelo EBITDA foi de R\$ 40.639 milhões, assegurando recursos para realizar os investimentos da Companhia e melhorar o perfil de seu endividamento.

Em R\$ milhões



O investimento do Sistema PETROBRAS atingiu o montante de R\$ 22.637 milhões (34% superior ao mesmo período do ano anterior), sendo R\$ 11.404 milhões para ampliação da capacidade futura de produção de petróleo e gás natural no país.

- A receita operacional líquida consolidada totalizou R\$ 43.363 milhões no 3T-2006, representando um aumento de 21% em relação ao 3T-2005.
- O lucro líquido consolidado do 3T-2006 atingiu R\$ 7.085 milhões, 26% superior ao do 3T-2005, em função, principalmente, do aumento dos preços de realização dos derivados no mercado interno, destacando-se o óleo diesel, a gasolina e a nafta, e dos maiores volumes exportados, com destaque para o petróleo.
- O benefício fiscal sobre o provisionamento de juros sobre o capital próprio em setembro/2006 aumentou a lucratividade em R\$ 1.492 milhões.
- A produção de óleo e LGN no país, no 3T-2006, alcançou a média de 1.779 mil barris/dia, sendo 82% oriundos da Bacia de Campos (1.455 mil barris/dia), representando um aumento de 3% em relação ao 3T-2005.
- O endividamento líquido do Sistema PETROBRAS em 30.09.2006 foi de R\$ 19.619 milhões, 6% inferior ao saldo em 30.06.2006 (R\$ 20.808 milhões), reflexo da geração de caixa operacional em patamares elevados, proporcionando recursos para liquidar a dívida líquida.
- O valor adicionado pelo Sistema PETROBRAS no período de jan-set/2006 alcançou R\$ 92.955 milhões, 13% superior ao período de jan-set/2005, sendo R\$ 55.026 milhões destinados às participações governamentais e aos tributos federais, estaduais e municipais, R\$ 8.349 milhões aos fornecedores e instituições financeiras, por conta de encargos financeiros, alugueis e afretamentos, além de R\$ 21.970 milhões aos acionistas e R\$ 7.610 milhões a salários, vantagens e encargos.

A produção total de petróleo, LGN e gás natural no país e no exterior, no 3T-2006, alcançou a média de 2.301 mil barris de óleo equivalente por dia.

Este documento está estruturado em 5 tópicos:

SISTEMA PETROBRAS
Desempenho Financeiro
Desempenho Operacional
Demonstrações Contábeis
Apêndices

Índice
04
07
20
28

PETROBRAS
Demonstrações Contábeis

Índice
34

Comentários do Presidente, Sr. José Sérgio Gabrielli de Azevedo

Prezados acionistas e investidores, antes de comentar sobre nossas atividades no terceiro trimestre, gostaria de destacar que os excelentes resultados obtidos pela companhia estão possibilitando a distribuição de juros sobre o capital próprio no montante de R\$ 4.387 milhões, correspondente a um valor bruto de R\$ 1,00 por ação ordinária e preferencial, que serão pagos até 15 de janeiro de 2007.

Além disso, destaco que em 23 de outubro, atingimos a produção recorde de 1.912.733 barris de petróleo no Brasil. Este resultado é mais um passo decisivo para que a Petrobras alcance a meta de 2 milhões de barris por dia prevista para ser atingida no final do ano, ratificando a auto-suficiência do Brasil em petróleo de forma sustentável.

Estes resultados são suportados pelo aumento consistente de nossos investimentos em todas as áreas operacionais. Nossos investimentos crescentes são a base para o crescimento da Companhia em linha com o nosso Plano de Negócios, e neste sentido, obtivemos o recorde histórico de investimentos, alcançando R\$ 22.637 milhões nos nove primeiros meses de 2006, superior em 34% ao realizado no mesmo período de 2005.

Outro fato importante foi a assinatura do novo acordo com a YPFB para exploração e produção na Bolívia. Este acordo vai permitir a manutenção das operações da Petrobras naquele País de forma rentável, e é o resultado de uma exaustiva negociação entre as partes, provando que a estratégia adotada pela companhia, usando a negociação e a discussão direta das divergências contratuais, é o caminho mais correto para que prevaleça a lógica comercial e empresarial. Este acordo será agora submetido à apreciação do Congresso Boliviano para homologação.

Buscando oferecer o benefício aos mais de 16 mil empregados admitidos após agosto de 2002 que não contam com plano complementar de previdência, o Conselho de Administração aprovou um novo plano previdenciário denominado *Petros – 2*. Os pontos essenciais do plano atendem aos termos negociados nos Acordos Coletivos de Trabalho desde 2004. Este plano será agora submetido à aprovação dos órgãos reguladores para posterior oferta ao quadro de empregados.

Fechamos o terceiro trimestre com um lucro líquido de R\$ 7.085 milhões, representando um aumento de 26% sobre o mesmo período do ano anterior. Este resultado reflete o aumento da produção média de petróleo no Brasil e no exterior, que alcançou 1.903 mil bpd no trimestre, superando assim, a fase de grande concentração de paradas programadas ocorridas no segundo trimestre de 2006.

O desempenho operacional das refinarias da Petrobras possibilitou a utilização de 89% de sua capacidade, mantendo o índice de uso de petróleo nacional em 79% da carga processada.

A combinação destes fatores possibilitou à Companhia não só o pleno atendimento do mercado brasileiro como também manter a posição de maior exportadora do País, alcançando no trimestre um superávit físico de 54 mil bpd de petróleo e derivados.

Dando continuidade a seu programa exploratório, a área de Exploração e Produção confirmou a existência de um significativo volume de óleo leve de 30º API em nova fronteira exploratória na Bacia de Santos. A confirmação veio com a conclusão do teste do poço vertical 1-RJS-628A que encontrou reservatório de alta produtividade situado abaixo de uma camada de sal de 2 mil metros de espessura (“pré-sal”).

SISTEMA PETROBRAS

Na área internacional, as atividades no Golfo do México se intensificaram, a nossa subsidiária integral Petrobras América Inc., sediada em Houston, nos Estados Unidos, adquiriu participação adicional de 25% no campo de Cascade, e 26,67% no campo de Chinook da BHP e decidiu também adquirir até a totalidade de 15% da participação da empresa Hess no campo de Chinook. Após a conclusão destas duas transações a companhia passará a deter 50% em Cascade e até 71,67% em Chinook. No desenvolvimento destes campos será utilizado um conceito de desenvolvimento baseado em uma unidade de produção do tipo Sistema de Produção, Armazenamento e Bombeamento Flutuante (FPSO), o que será uma novidade nas águas americanas do Golfo do México. Para executar o seu programa de investimentos a Petrobras contratou duas sondas para águas ultraprofundas para suas operações de perfuração no Golfo. Atualmente, as duas sondas estão em processo de construção e devem iniciar as operações no primeiro trimestre de 2009.

No *downstream* internacional, concluímos a aquisição de 50% da refinaria de Pasadena, nos Estados Unidos, com investimento final de aproximadamente US\$ 360 milhões. A capacidade de processamento da unidade será ampliada e adaptada para processar óleo pesado oriundo da Bacia de Campos e convertê-lo em derivados de alta qualidade e adequados às normas reguladoras do meio ambiente nos Estados Unidos.

Ainda na área internacional, a subsidiária Petrobras Energia assinou um acordo para a constituição de um consórcio que terá como objetivo a exploração, desenvolvimento e comercialização de petróleo e gás natural em águas profundas da plataforma continental Argentina. A Petrobras Energia integrará o consórcio com uma participação de 35%, sendo a operadora da área. A área de exploração está localizada a 250 quilômetros da cidade de Mar del Plata, e possui profundidades que variam de 200 a 3.000 metros.

No campo financeiro, reabrimos o mercado Japonês com a colocação privada de títulos no montante de ¥ 35 bilhões (aproximadamente US\$ 300 milhões). Com esta operação a Companhia não só reabriu o mercado como também acessou uma nova base de investidores e alcançou um custo competitivo com base em sua condição de empresa *investment grade*.

Concluímos também, no mercado internacional de capitais, a emissão de US\$ 500 milhões em títulos do tipo "Global Notes". A operação representou a primeira emissão da Petrobras após receber a classificação de grau de investimento. A companhia recebeu ofertas de US\$ 1,3 bilhões, sendo que aproximadamente 91% dos títulos foram colocados nos mercados *investment grade*, e apenas 9% para os chamados mercados emergentes. Vale ressaltar que a aceitação da emissão foi tão grande que a colocação foi toda realizada em apenas 18 minutos. A estratégia da emissão está alinhada com a recompra de títulos antigos recentemente efetuada pela companhia que foram emitidos com cupons mais elevados.

Para coroar as realizações deste trimestre, a Petrobras conquistou o direito de compor o Índice Mundial de Sustentabilidade da Dow Jones (DJSI), o mais importante índice de sustentabilidade do mundo que serve como parâmetro para análise dos investidores sócio-ambientalmente responsáveis. A entrada da Petrobras no DJSI é um reconhecimento do empenho, nos últimos anos, no desempenho ambiental, em transparência e governança corporativa. O ingresso no índice abre um mercado potencial de investidores em empresa social e ambientalmente responsável – de mais de US\$ 4 trilhões segundo os dados da Organização das Nações Unidas.

Lucro Líquido e Indicadores Econômicos Consolidados

A PETROBRAS apurou um lucro líquido consolidado de R\$ 20.719 milhões no período de jan-set/2006, 33% superior em relação ao lucro apurado no período de jan-set/2005.

R\$ milhões							
3º Trimestre				Período Jan-Set			
2T - 2006	2006	2005	Δ%		2006	2005	Δ%
49.633	55.846	46.555	20	Receita operacional bruta	152.247	128.999	18
37.948	43.363	35.711	21	Receita operacional líquida	117.198	97.967	20
11.267	10.303	10.565	(2)	Lucro operacional ⁽¹⁾	33.580	28.834	16
(141)	(674)	(645)	4	Resultado financeiro	(1.260)	(2.370)	(47)
6.959	7.085	5.632	26	Lucro líquido	20.719	15.583	33
1,59	1,61	1,28	26	Lucro líquido por ação ⁽²⁾	4,72	3,55	33
202.635	190.144	168.035	13	Valor de Mercado (Controladora)	190.144	168.035	13
44	38	42	(4)	Margem bruta (%)	42	44	(2)
30	24	30	(6)	Margem operacional (%)	29	29	-
18	16	16	-	Margem líquida (%)	18	16	2
13.614	12.912	12.423	4	EBITDA – R\$ milhões ⁽³⁾	40.639	34.598	17
Indicadores Econômicos e Financeiros							
69,62	69,49	61,53	13	Petróleo Brent (US\$/bbl)	66,96	53,54	25
2,1840	2,1710	2,3454	(7)	Dólar Médio de Venda (R\$)	2,1831	2,4970	(13)
2,1643	2,1742	2,2222	(2)	Dólar Final de Venda (R\$)	2,1742	2,2222	(2)

⁽¹⁾ Lucro operacional antes do resultado financeiro, da equivalência patrimonial e dos impostos.

⁽²⁾ Para efeitos de comparabilidade, o Lucro Líquido por Ação, foi recalculado para os períodos anteriores, em função do desdobramento das ações aprovado por AGE em 22/07/2005.

⁽³⁾ Lucro operacional antes do resultado financeiro e da equivalência patrimonial + depreciação/amortização.

R\$ milhões							
3º Trimestre				Período Jan-Set			
2T-2006	2006	2005	Δ%		2006	2005	
11.243	9.684	9.662	-	Lucro Operacional conforme Lei das S.A.	32.067	25.922	
141	674	645	4	(-) Resultado Financeiro	1.260	2.370	
(117)	(55)	258	(121)	(-) Resultado de Equivalência Patrimonial	253	542	
11.267	10.303	10.565	(2)	Lucro Operacional	33.580	28.834	
2.347	2.609	1.858	40	Depreciação/Amortização	7.059	5.764	
13.614	12.912	12.423	4	EBITDA	40.639	34.598	
36	30	35	(14)	Margem EBITDA (%)	35	35	

O crescimento do lucro líquido consolidado no período de jan-set/2006 deveu-se, principalmente, ao aumento dos preços de realização e dos volumes no mercado interno e externo, além de outros fatores, como demonstrado:

- Aumento do lucro bruto em R\$ 6.339 milhões:

Principais Fatores	R\$ milhões		
	Variação		
	Jan-Set-2006 X Jan-Set-2005		
	Receita Líquida	Custo das Vendas	Lucro Bruto
. Mercado Interno: - efeito dos volumes vendidos	2.254	(1.557)	697
- efeito dos preços	7.755	-	7.755
. Mercado Externo: - efeito dos volumes exportados	617	(266)	351
- efeito dos preços de exportações	1.872	-	1.872
. Aumento dos Gastos: (*)	-	(3.788)	(3.788)
. Itens extraordinários - custos complementares c/participações especiais (**)	-	(426)	(426)
- gastos com gás reinjetado (***)	-	(408)	(408)
. Operações de comercialização de álcool na BR	884	(801)	83
. Aumento (redução) das operações de comercialização no exterior	2.033	(2.037)	(4)
. Aumento (redução) das vendas internacionais	1.372	(1.359)	13
. Efeito cambial nas controladas no exterior	(295)	(929)	(1.224)
. Outros	2.739	(1.321)	1.418
	<u>19.231</u>	<u>(12.892)</u>	<u>6.339</u>

(**) Nova interpretação da ANP sobre a dedutibilidade dos gastos com *project finance* do campo de Marlim no cálculo das participações especiais.

(***) Ajuste de gastos com gás produzido e reinjetado em reservatórios nas Bacias de Solimões, Campos e Espírito Santo.

(*) Composição da variação dos gastos relacionados:	Valor
- participações governamentais no país	(1.824)
- importação de petróleo, derivados e gás	(1.775)
- serviços de terceiros e outros	(189)
	<u>(3.788)</u>

O aumento dos gastos com participações governamentais é resultado da elevação do preço de referência do petróleo em 19% (R\$ 119,56 de jan-set/2006 e R\$ 100,74 de jan-set/2005) e dos patamares de incidência de *royalties* e participação especial, em função da maior produtividade dos campos de Barracuda e Caratinga, após a estabilidade na produção a partir de junho de 2005.

Os maiores gastos com importação de petróleo, derivados e gás refletem a elevação das cotações no mercado internacional.

O aumento nos gastos com serviços de terceiros decorreu da maior quantidade de intervenções em poços para manutenção operacional, reajustes contratuais, principalmente para operações com sondas, e do início das operações das plataformas P-50 e FPSO-Capixaba, em abril e maio de 2006, respectivamente.

- Esses efeitos foram compensados, parcialmente, pelo aumento dos seguintes gastos:
 - ✓ Despesas de vendas (R\$ 473 milhões), principalmente em decorrência do aumento dos gastos relacionados à exportação de petróleo (R\$ 242 milhões) e com a comercialização da área internacional (R\$ 31 milhões) além de aumento da provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 69 milhões);
 - ✓ Despesas gerais e administrativas (R\$ 289 milhões), devido a salários, vantagens e benefícios com pessoal no Brasil (R\$ 162 milhões), em decorrência do aumento da força de trabalho e do reajuste salarial conforme Acordo Coletivo 2005/2006, e no exterior (R\$ 74 milhões), e com serviços de terceiros (R\$ 46 milhões);
 - ✓ Despesas tributárias (R\$ 287 milhões), em função do incremento das operações (R\$ 77 milhões), de PASEP/COFINS sobre outras receitas (R\$ 117 milhões) relativos à regularização de períodos anteriores e aumento de impostos na Colômbia e Bolívia (R\$ 32 milhões), por conta de remessas ao exterior e dividendos;
 - ✓ Prospecção e exploração (R\$ 249 milhões), decorrente de baixas de gastos exploratórios (R\$ 209 milhões) e aumento das despesas com sísmica no exterior (R\$ 37 milhões);
 - ✓ Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico (R\$ 443 milhões), dos quais foram destinados R\$ 312 milhões para atender à regulamentação da ANP;

- Efeito positivo de R\$ 1.110 milhões sobre o resultado financeiro líquido, devido a:

- ✓ Encerramento dos contratos de hedge sobre o faturamento da PESA, que no mesmo período de 2005 haviam gerado uma perda de R\$ 459 milhões;
- ✓ Melhor performance, quando medida em Reais, das aplicações financeiras (R\$ 1.117 milhões), decorrente da menor apreciação do real (R\$ 801 milhões) – 7,11% no período de jan-set/2006 e 16,28% em jan-set/2005 – e da maior rentabilidade dos fundos no exterior (R\$ 125 milhões);
- ✓ Redução nas despesas financeiras (R\$ 46 milhões), em razão do melhor perfil de endividamento;

Parte desses efeitos foi compensada pelos seguintes fatores:

- ✓ Prêmio pago aos investidores pela recompra de Bonds em jul/2006 (R\$ 321 milhões) e antecipação da liquidação das séries fixas de Senior Trust Certificates da PFL em março/2006 (R\$ 29 milhões);
- ✓ Redução da variação cambial positiva (R\$ 505 milhões), em decorrência da menor apreciação do real frente ao dólar no período de jan-set/2006 (7,11%) em relação ao mesmo período do ano anterior (16,28%);
- Decréscimo das despesas não operacionais (R\$ 91 milhões), devido à redução da ociosidade de plataformas (R\$ 128 milhões), compensado, parcialmente, pela redução nas receitas não operacionais do segmento internacional (R\$ 16 milhões);
- Aumento do benefício fiscal sobre o provisionamento de juros sobre capital próprio em setembro/2006 (R\$ 746 milhões).

Indicadores Físicos

3º Trimestre				Período Jan-Set			
2T-2006	2006	2005	Δ%		2006	2005	Δ%
Exploração & Produção - Mil Barris/dia							
Produção Nacional							
1.757	1.779	1.725	3	Petróleo e LGN	1.763	1.667	6
282	276	271	2	Gás Natural ⁽¹⁾	276	274	1
2.039	2.055	1.996	3	Total	2.039	1.941	5
Produção Internacional Consolidada							
121	124	164	(24)	Petróleo e LGN	135	165	(18)
95	105	98	7	Gás Natural ⁽¹⁾	100	98	2
216	229	262	(13)	Total	235	263	(11)
18	17	-		Produção Internacional não Consolidada ⁽²⁾	11	-	
234	246	262	(6)	Produção Total Internacional	246	263	(6)
2.273	2.301	2.258	2	Produção total	2.285	2.204	4

(1) Não inclui gás liquefeito e inclui gás reinjetado.

(2) Empresas não consolidadas na Venezuela.

Refino, Transporte e Abastecimento - Mil Barris/dia							
354	373	393	(5)	Importação de petróleo	357	349	2
88	137	99	38	Importação de derivados	114	103	11
442	510	492	4	Importação de petróleo e derivados	471	452	4
267	355	248	43	Exportação de petróleo	295	251	18
269	209	260	(20)	Exportação de derivados	245	247	(1)
536	564	508	11	Exportação de petróleo e derivados ⁽³⁾	540	498	8
94	54	16	-	Exportação (import.) líquida de petróleo e derivados	69	46	50
149	170	149	14	Importação de gás e outros	156	137	14
6	6 ⁽³⁾	3	100	Exportação outros	5 ⁽³⁾	3	67
1.900	1.849	1.907	(3)	Produção de derivados	1.888	1.830	3
1.795	1.753	1.804	(3)	• Brasil	1.786	1.727	3
105	96	103	(7)	• Internacional	102	103	(1)
2.115	2.115	2.114	-	Capacidade instalada de processamento primário	2.115	2.114	-
1.986	1.986	1.985	-	• Brasil ⁽⁴⁾	1.986	1.985	-
129	129	129	-	• Internacional	129	129	-
Utilização (%) da capacidade nominal							
93	89	91	(2)	• Brasil	90	88	2
81	74	80	(6)	• Internacional	79	80	(1)
80	79	80	(1)	Participação do óleo nacional na carga processada %	80	80	-

(3) Os volumes de exportações de petróleo e derivados incluem exportações em andamento.

(4) De acordo com titularidade reconhecida pela ANP.

Volume de vendas - Mil Barris/dia							
1.684	1.757	1.720	2	Total derivados	1.697	1.658	2
13	35	26	35	Alcoóis, Nitrogenados e outros	26	26	-
239	250	235	6	Gás natural	240	224	7
1.936	2.042	1.981	3	Total mercado interno	1.963	1.908	3
536	564	508	11	Exportação	540	498	8
459	509	413	23	Vendas Internacionais	468	388	21
995	1.073	921	17	Total mercado externo	1.008	886	14
2.931	3.115	2.902	7	Total geral	2.971	2.794	6

Indicadores de Preços e Custos

3º Trimestre				Período Jan-Set			
2T-2006	2006	2005	Δ%		2006	2005	Δ%
Preço Médio de Realização de Derivados Básicos							
154,55	157,31	142,21	11	Mercado Interno (R\$/bbl)	155,27	137,96	13
Preço médio de venda - US\$ por bbl							
				Brasil			
58,20	58,69	54,24	8	Petróleo (US\$/bbl) ⁽⁵⁾	56,88	45,17	26
15,61	15,70	13,09	20	Gás Natural (US\$/bbl) ⁽⁶⁾	15,62	12,39	26
				Internacional			
47,30	48,29	37,38	29	Petróleo (US\$/bbl)	44,32	34,25	29
12,33	13,72	10,13	35	Gás Natural (US\$/bbl)	12,55	9,12	38

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

(6) Preço interno de transferência do E&P para o Gás e Energia

Custos - US\$/barril

				Custo de extração de petróleo (<i>lifting cost</i>):			
				• Brasil ⁽⁷⁾			
6,12	6,64	5,44	22	•• sem participação governamental	6,36	5,61	13
17,54	18,08	15,16	19	•• com participação governamental ⁽⁸⁾	17,66	14,25	24
3,10 ⁽⁹⁾	3,11	2,78	12	• Internacional	3,05	2,70	13
				Custo de refino			
2,07	2,48	1,86	33	• Brasil ⁽⁷⁾	2,15	1,85	16
1,36	1,57	1,41	11	• Internacional	1,49	1,29	16
455	493	402	23	Overhead Corporativo (US\$ milhões) - Controladora ⁽⁷⁾	1.374	1.048	31

(7) A Companhia, no sentido de ter uma maior aderência dos indicadores aos seus modelos de gestão e operacional, reviu os conceitos desses indicadores, promovendo o recálculo de períodos anteriores, conforme já divulgado no Relatório de 31.12.2005.

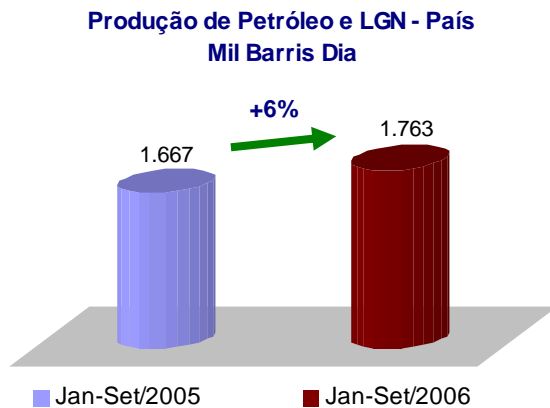
(8) O custo de extração com participação governamental teve sua série histórica ajustada, com efeito retroativo ao exercício de 2002, em função de nova interpretação da ANP sobre a dedutibilidade dos gastos com Project Finance do campo de Marlim no cálculo das participações especiais.

(9) Alterado, devido à revisão de despesas de convênios comunitários na PESA.

Custos - R\$/barril

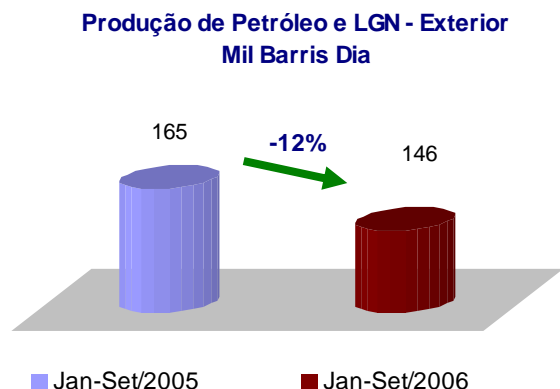
				Custo de extração de petróleo (<i>lifting cost</i>):			
				• Brasil ⁽⁷⁾			
13,16	14,26	12,57	13	•• sem participação governamental	13,76	13,87	(1)
38,34	39,60	36,02	10	•• com participação governamental ⁽⁸⁾	38,33	34,99	10
				Custo de refino			
4,55	5,39	4,31	25	• Brasil ⁽⁷⁾	4,70	4,60	2

Exploração e Produção – Mil Barris/dia



A produção de petróleo nacional e LGN, no período de jan-set/2006, aumentou 6% em relação ao mesmo período do exercício anterior, principalmente devido à entrada em produção das plataformas P-43 (Barracuda), em dezembro de 2004, P-48 (Caratinga), em fevereiro de 2005, P-50 (Albacora Leste), em abril de 2006, e FPSO-Capixaba (Golfinho), em maio de 2006. A estabilização da produção das plataformas P-43 e P48 foi alcançada a partir de junho de 2005.

No 3T-2006, a produção de petróleo nacional e LGN aumentou 1% em relação ao 2T-2006, influenciada principalmente pela produção dos campos de Albacora Leste e Golfinho.

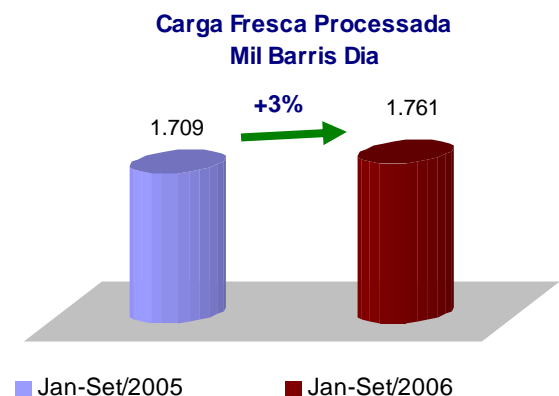


No período de jan-set/2006, a produção internacional de óleo reduziu 12% em relação ao mesmo período de 2005, devido à conversão dos acordos operacionais na Venezuela para modalidade de empresa mista, na qual o governo venezuelano passou a ter uma participação majoritária através da PDVSA, bem como ao declínio natural de campos maduros na Unidade Angola e fechamento temporário dos principais campos na Unidade Estados Unidos, devido aos danos no sistema de

escoamento da produção após a passagem dos furacões Rita e Katrina. A produção de gás aumentou 2 % em relação ao mesmo período de 2005, devido ao acréscimo na demanda do gás boliviano para o Brasil e Argentina.

A produção internacional de óleo do 3T-2006 aumentou 1%, em comparação ao 2T-2006, devido à normalização da produção dos campos que estavam fechados na Unidade Estados Unidos. A produção de gás aumentou 11% em relação ao trimestre anterior, em decorrência do retorno à normalidade na Unidade Bolívia, devido à ruptura do duto no campo de San Antonio, em consequência das fortes chuvas ocorridas na região no mês de abril de 2006.

Refino, Transporte e Abastecimento – Mil Barris/dia



A carga processada (processamento primário) nas refinarias do País, no período jan-set/2006, aumentou 3% em relação mesmo período do ano anterior, devido à melhora do processo de confiabilidade operacional e do menor número de paradas programadas em 2006.

No 3T-2006, a carga fresca processada pelas refinarias no país reduziu 4% em relação ao trimestre anterior, por restrições de recebimento de petróleo e maior volume de paradas programadas nesse trimestre em comparação ao trimestre anterior.

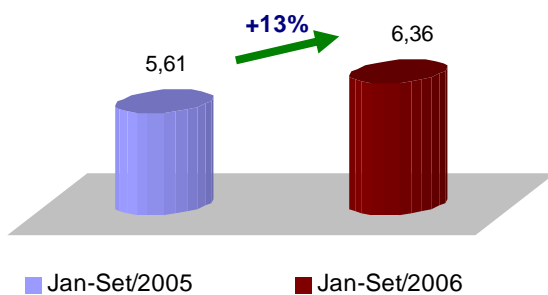
A carga processada pelas refinarias no exterior, no período de janeiro a setembro de 2006, reduziu 1% em relação ao mesmo período de 2005, devido à parada programada para manutenção em setembro de 2006, na refinaria San Lorenzo, da Unidade Argentina, para implementação de melhorias visando elevar a capacidade instalada.

No 3T-2006 a carga fresca processada pelas refinarias no exterior reduziu 10,1%, em relação ao 2T-2006 devido à parada programada para manutenção, em setembro de 2006, na refinaria San Lorenzo, já comentada.

Custos

Lifting Cost (US\$/barril)

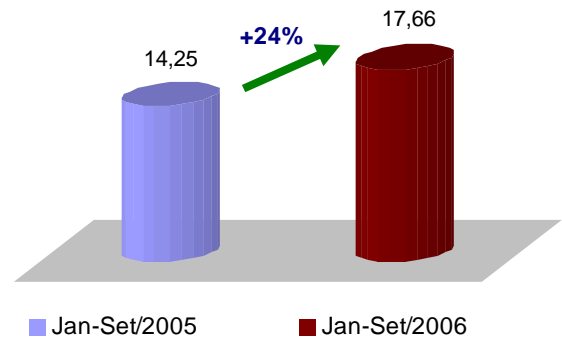
**Lifting Cost - US\$/Barril
Sem Participações Governamentais**



O lifting cost unitário no país, sem as participações governamentais, no período de jan-set/2006, aumentou 13% em relação ao mesmo período de 2005. Descontando os efeitos da apreciação do Real em 13%, associado ao percentual de moeda nacional sobre os gastos nesta atividade, o lifting cost unitário manteve-se estável, com destaque para os maiores gastos com intervenções em poços para manutenção preventiva e corretiva e reajustes contratuais de serviços de sondas, compensados pelo aumento na produção, basicamente nas plataformas P-43, P-48, P-50 e FPSO-Capixaba.

Em relação ao 2T-2006, o lifting cost unitário no país no 3T-2006, sem as participações governamentais, aumentou 9%, devido aos maiores gastos com **transporte operacional**, operações de sondas para intervenções em poços, manutenções corretivas, além dos custos da fase inicial de operação dos campos de Albacora Leste e Golfinho, elevando o patamar do custo unitário médio de extração do país.

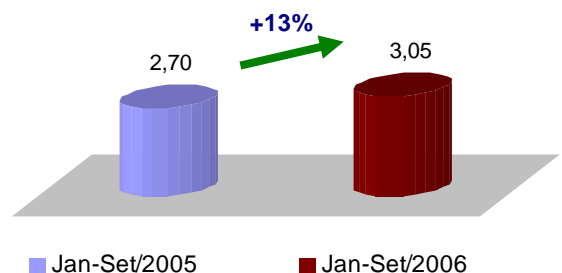
**Lifting Cost - US\$/Barril
Com Participações Governamentais**



Considerando as participações governamentais, o lifting cost no período de jan-set/2006 apresentou um crescimento de 24% em relação ao mesmo período de 2005, em função do acréscimo do custo de extração já comentado, além do aumento do preço médio de referência do petróleo nacional para o cálculo das participações, tendo em vista o aumento das cotações internacionais do petróleo, associado a maior produtividade dos Campos de Barracuda e Caratinga após a estabilidade na produção a partir de junho de 2005, elevando os patamares de incidência de *royalties* e participação especial.

Incluindo as participações governamentais, o *lifting cost* no país relativo ao 3T-2006 aumentou 3% em relação ao 2T-2006, refletindo o acréscimo no custo de extração, já comentado.

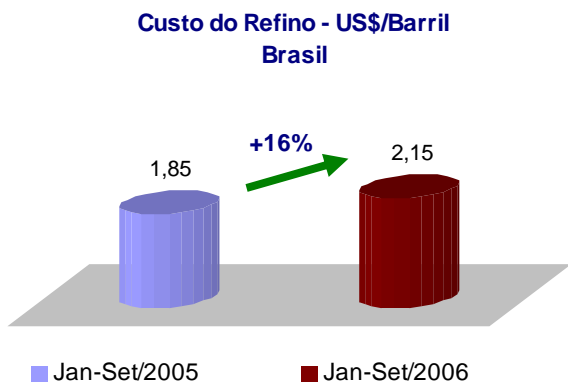
**Lifting Cost - US\$/Barril
Internacional**



No período de janeiro a setembro de 2006, o lifting cost unitário internacional aumentou 13% em relação ao mesmo período de 2005, devido a um menor volume produzido e aos maiores gastos com serviços de terceiros e materiais na Argentina decorrentes de reformas nas tubulações e equipamentos, bem como, reparos em poços.

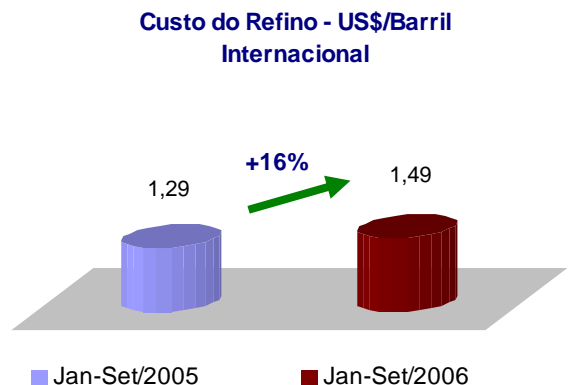
No 3T-2006 o lifting cost unitário internacional aumentou 0,3% em relação ao 2T-2006, devido aos maiores gastos, nesse trimestre, com materiais e serviços de terceiros na Argentina decorrentes de reformas em tubulações e equipamentos, bem como, reparos em poços.

Custo do Refino (US\$/Barril)



O custo unitário do refino no País, no período jan-set/2006, aumentou 16% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido aos maiores gastos operacionais, reflexo dos investimentos efetuados visando adaptar as refinarias para o processamento de óleo pesado e melhorar a qualidade dos combustíveis para atender as exigências ambientais. Descontados os efeitos da apreciação do Real em 13%, associados ao percentual em moeda nacional sobre os gastos nesta atividade, o custo do refino aumentou 5%.

Em comparação ao 2T-2006, o custo unitário do refino no País do 3T-2006 aumentou 20%, devido a maior ocorrência de paradas programadas nesse trimestre, reflexo do plano anual de paradas integrado ao plano de Logística do Abastecimento.



No período de janeiro a setembro de 2006, o custo médio unitário do refino internacional aumentou 16% em relação ao mesmo período de 2005, devido aos maiores gastos com materiais, serviços de terceiros e pessoal na Argentina e nas refinarias da Bolívia, ocasionados pelas paradas emergenciais para manutenção, ocorridas em janeiro, maio e junho de 2006.

O custo médio unitário do refino internacional, no 3T-2006, aumentou 15% em relação ao 2T-2006, em função da menor carga processada e dos maiores gastos com serviços de terceiros, materiais e pessoal na Argentina, como consequência de manutenções programadas para unidades industriais no período.

Overhead Corporativo – Controladora (US\$ milhões)



Em comparação ao mesmo período do exercício anterior, o overhead corporativo aumentou 31%, em função dos gastos com serviços de terceiros, além do incremento nos gastos com pessoal, devido ao aumento dos gastos com plano de saúde, do reajuste salarial e acréscimo da força de trabalho. Descontando os efeitos da apreciação do Real em 13%, sendo a totalidade dos gastos em reais nesta atividade, o overhead corporativo aumentou 18% em relação ao período de jan-set/2005.

Em comparação ao 2T-2006, o overhead corporativo do 3T-2006 aumentou 8%, em função, principalmente, de gastos com serviços contratados, além dos maiores gastos com pessoal em função do acréscimo da força de trabalho.

Volume de vendas – Mil Barris/dia

O volume de vendas no mercado interno aumentou 3% no período de jan-set/2006, em relação ao mesmo período do exercício anterior.

O crescimento das vendas no período está relacionado, principalmente, aos maiores volumes vendidos de gasolina, nafta petroquímica e gás natural no mercado interno e dos maiores volumes de exportação de petróleo.

O aumento das vendas de gasolina está associado à perda de competitividade do álcool na escolha dos possuidores de veículos bi-combustível.

As vendas de nafta cresceram devido aos preços mais atrativos em relação aos praticados no mercado internacional, considerando também que as entregas do produto ao longo de 2005 ficaram comprometidas por problemas operacionais.

O aumento das vendas de gás natural decorre da substituição ao óleo combustível na atividade industrial, com destaque para os setores de papel e celulose, vidros, químico, além da intensificação do uso do gás natural veicular.

O volume de vendas internacionais cresceu 4%, principalmente devido ao incremento das operações de *offshore*, que objetivam capturar oportunidades comerciais no exterior, compensados, parcialmente, pela redução das vendas na Venezuela, em função da conversão dos contratos, já comentada.

RESULTADO POR ÁREA DE NEGÓCIO R\$ milhões ⁽¹⁾							
2T-2006	3º TRIMESTRE				JAN-SET		
	2006	2005	Δ%		2006	2005	Δ%
6.915	6.433	7.421	(13)	EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO	20.122	17.887	12
1.642	1.006	482	109	ABASTECIMENTO	4.648	4.221	10
(222)	(581)	(183)	217	GÁS & ENERGIA	(881)	(375)	135
132	160	232	(31)	DISTRIBUIÇÃO	455	554	(18)
256	107	177	(40)	INTERNACIONAL (2)	599	1.035	(42)
(1.147)	(377)	(1.957)	(81)	CORPORATIVO	(3.386)	(5.478)	(38)
(617)	337	(540)	(162)	ELIMINAÇÕES E AJUSTES	(838)	(2.261)	(63)
<u>6.959</u>	<u>7.085</u>	<u>5.632</u>	26	LUCRO LÍQUIDO CONSOLIDADO	<u>20.719</u>	<u>15.583</u>	33

(1) Os comentários sobre os resultados por área de negócio estão apresentados a partir da pág. 14 e as demonstrações contábeis por área de negócio a partir da pág. 24.

(2) Na área de negócio Internacional, a comparabilidade entre os períodos fica influenciada pela variação do câmbio, tendo em vista que todas as operações são realizadas no exterior, em dólares ou na moeda de origem dos países em que cada empresa está sediada, podendo ocorrer variações significativas em reais.

(3) Objetivando adequar as demonstrações contábeis por área de negócio às melhores práticas utilizadas pelas empresas do setor de Óleo e Gás e por retratar melhor a forma de gestão dos negócios na Petrobras, a partir do 1T-2006 passamos a alocar todo o resultado financeiro e contas patrimoniais de natureza financeira ao grupo de órgãos corporativos. Em decorrência desta alteração, o resultado com o Imposto de Renda e Contribuição Social e a Participação dos Acionistas não Controladores também foram alterados.

Para facilitar a comparabilidade, estamos apresentando as demonstrações contábeis segmentadas de períodos anteriores de acordo com as novas premissas.

RESULTADO POR ÁREA DE NEGÓCIO

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

Destacamos, abaixo, os principais critérios utilizados na apuração de resultados por área de negócio:

a) Receita operacional líquida: foram consideradas as receitas relativas às vendas realizadas a clientes externos, acrescidas dos faturamentos e transferências entre as áreas de negócio, tendo como referência os preços internos de transferência definidos entre as áreas, com metodologias de apuração baseadas em parâmetros de mercado;

b) No lucro operacional estão computados a receita operacional líquida e os custos dos produtos e serviços vendidos, que são apurados por área de negócio, considerando o preço interno de transferência e os demais custos operacionais de cada área, bem como as despesas operacionais, nas quais são consideradas as despesas efetivamente incorridas em cada área;

c) O resultado financeiro é todo alocado ao grupo de órgãos corporativos;

d) Ativos: contemplam os ativos identificados a cada área. As contas patrimoniais de natureza financeira são alocadas ao grupo de órgãos corporativos.

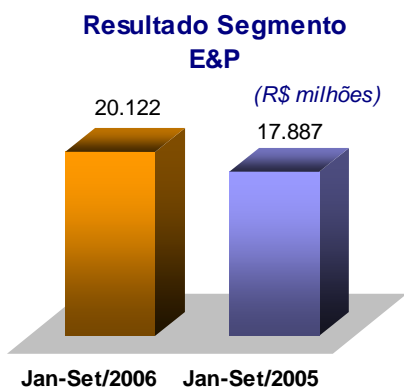
Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- Ajuste de gastos com gás produzido e reinjetado em reservatórios nas Bacias de Solimões, Campos e Espírito Santo, no valor de R\$ 408 milhões;
- Nova interpretação da ANP sobre dedutibilidade dos gastos com Project Finance do Campo de Marlim, no cálculo das participações especiais, no montante de R\$ 426 milhões;
- Menor valorização dos óleos pesados em relação aos leves;
- Apreciação de 13% na taxa média do real frente ao dólar norte-americano.

O *spread* entre o preço médio do petróleo nacional vendido/transferido e a cotação média do Brent aumentou de US\$ 8,37/bbl no período de jan-set/2005 para US\$ 10,08/bbl no período de jan-set/2006.

Em relação ao trimestre anterior, o lucro líquido foi 7% inferior, devido à redução de R\$ 733 milhões no lucro bruto, em função do ajuste de gastos com gás produzido e reinjetado em reservatórios nas Bacias de Solimões, Campos e Espírito Santo, no valor de R\$ 408 milhões, e da nova interpretação da ANP sobre dedutibilidade dos gastos com Project Finance do Campo de Marlim, no cálculo das participações especiais, no montante de R\$ 426 milhões.

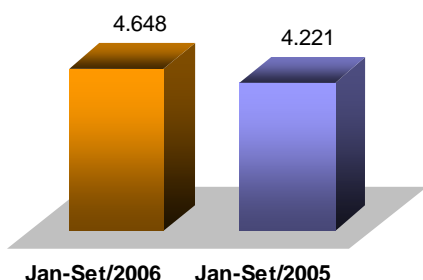
Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de 1% na produção de petróleo e LGN e pela redução do *spread* entre o preço médio do petróleo nacional e a cotação média do Brent de US\$ 11,42/bbl no 2T-2006 para US\$ 10,80/bbl no 3T- 2006.



E&P - No período de jan-set/2006 o lucro líquido apurado pela área de negócio de Exploração e Produção foi de R\$ 20.122 milhões, 12% superior ao lucro líquido apurado no mesmo período do ano anterior (R\$ 17.887 milhões), devido ao aumento de R\$ 3.401 milhões no lucro bruto, apurado com as vendas e transferências de petróleo, refletindo o acréscimo de 6% na produção de petróleo e LGN, bem como o aumento nas cotações internacionais do petróleo.

Resultado Segmento Abastecimento

(R\$ milhões)



ABASTECIMENTO – No período de jan-set/2006 o lucro líquido apurado pela área de negócio de Abastecimento foi de R\$ 4.648 milhões, 10% superior ao lucro líquido apurado no mesmo período do ano anterior (R\$ 4.221 milhões), reflexo do acréscimo de R\$ 929 milhões no lucro bruto, com destaque para os seguintes fatores:

- Acréscimo no valor médio de realização dos derivados comercializados no mercado interno e no mercado externo;
- Aumento de 2% no volume de vendas de derivados no mercado interno;
- Menor valorização dos óleos pesados frente aos leves.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- Aumento no custo de aquisição e transferência de petróleo e derivados, pressionado pelo acréscimo nas cotações internacionais;
- Aumento de 4% nas importações de petróleo e derivados.

No 3T-2006, o lucro líquido apurado pela área de negócio de Abastecimento foi de R\$ 1.006 milhões, 39% inferior ao lucro líquido apurado no trimestre anterior (R\$ 1.642 milhões), devido à redução de R\$ 919 milhões no lucro bruto, como consequência dos seguintes fatores:

- Aumento de 15% nas importações de petróleo e derivados;
- Realização, no trimestre atual, de estoques formados por maiores custos, em função das elevadas cotações internacionais do petróleo;

- Aumento de 18% no custo de refino em reais, decorrente, principalmente, dos maiores gastos com a realização de paradas programadas no trimestre atual, em relação ao trimestre anterior.

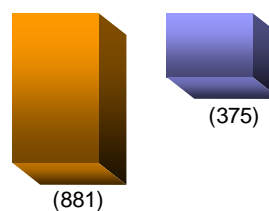
Estes efeitos foram parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- Aumento de 4% no volume de vendas de derivados no mercado interno;
- Acréscimo de 2% no valor médio de realização dos derivados básicos comercializados no mercado interno.

Resultado Segmento Gás e Energia

(R\$ milhões)

Jan-Set/2006 Jan-Set/2005



GÁS E ENERGIA – No período de jan-set/2006 o prejuízo apurado pela área de negócio de Gás e Energia foi de R\$ 881 milhões, R\$ 506 milhões superior ao prejuízo apurado no mesmo período do ano anterior (R\$ 375 milhões), devido aos seguintes fatores:

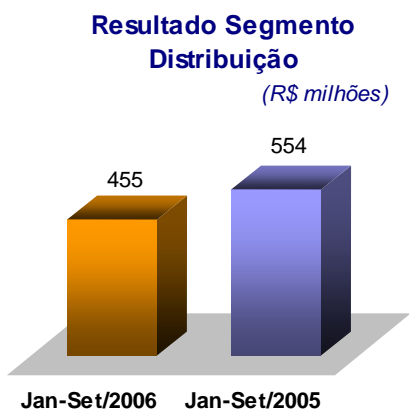
- Redução de R\$ 181 milhões no lucro bruto, com destaque para as menores margens na comercialização de energia, decorrentes do acréscimo no preço de liquidação de diferenças, na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ocasionado pela redução das vazões nos reservatórios das hidrelétricas na região Sul;
- Aumento de R\$ 66 milhões nas despesas com pesquisa e desenvolvimento, sendo R\$ 47 milhões decorrentes da regulamentação da ANP;
- Reconhecimento da perda, no montante de R\$ 167 milhões, decorrente do encerramento do contrato de *hedge* para redução da volatilidade de preços do gás natural, firmado com a empresa ANDINA. No mesmo período do exercício anterior, esta operação apresentava ganho no montante de R\$ 94 milhões.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de 7% no volume de vendas de gás natural.

No 3T-2006 a área de negócio de Gás e Energia apurou um prejuízo de R\$ 581 milhões, contra um prejuízo de R\$ 222 milhões apurado no trimestre anterior, devido aos seguintes fatores:

- Redução de R\$ 150 milhões no lucro bruto, em função das menores margens na comercialização de energia, decorrentes do acréscimo no preço de liquidação de diferenças, na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ocasionado pela redução das vazões nos reservatórios das hidrelétricas na região Sul;
- Reconhecimento da perda, no montante de R\$ 167 milhões, decorrente do encerramento do contrato de hedge para redução da volatilidade de preços do gás natural, firmado com a empresa ANDINA.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de 5% no volume de vendas do gás natural neste trimestre, em relação ao trimestre anterior.



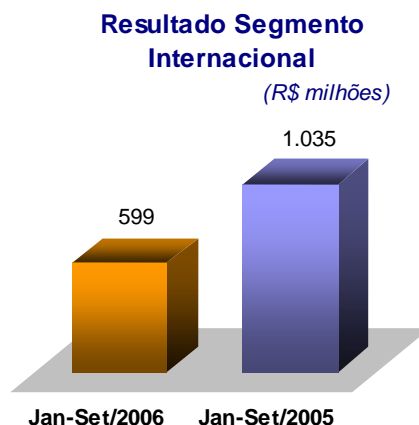
DISTRIBUIÇÃO – No período de jan-set/2006, a área de negócio Distribuição apurou um lucro líquido de R\$ 455 milhões, contra um lucro de R\$ 554 milhões incorrido no mesmo período do ano anterior. A área de negócio registrou aumento no lucro bruto, motivado pelo aumento no preço médio de realização dos principais derivados.

O aumento no lucro bruto foi compensado pelo incremento nas despesas operacionais, com destaque para os maiores gastos com fretes em decorrência do maior volume de produtos comercializados e para as despesas com provisão para contingências de natureza cível.

A participação no mercado de distribuição de combustíveis no período de jan-set/2006 foi de 33,1%, enquanto no mesmo período do ano anterior era de 33,8%.

Em relação ao trimestre anterior, o lucro líquido no 3T-2006 foi de R\$ 160 milhões, 21% superior aos R\$ 132 milhões apurados no 2T-2006, devido ao aumento de R\$ 44 milhões no lucro bruto, em função, principalmente, do aumento de 11% no volume de produtos vendidos, com reflexos na participação no mercado, que alcançou 34,2% no 3T-2006 contra 32,2% no trimestre anterior.

O aumento no lucro bruto em relação ao trimestre anterior foi parcialmente compensado pelo aumento de R\$ 14 milhões nas despesas operacionais, em função, principalmente, dos maiores gastos com fretes em decorrência do maior volume de produtos comercializados.



INTERNACIONAL – No período de jan-set/2006 a área de Negócios Internacionais apurou um lucro líquido no montante equivalente a R\$ 599 milhões, 42% inferior ao lucro líquido equivalente a R\$ 1.035 milhões apurado em igual período do ano anterior.

Esta redução no lucro líquido deveu-se, principalmente, aos seguintes fatores:

- Decréscimo de R\$ 50 milhões no lucro bruto gerado pelos seguintes fatores: i) perda de participação nas operações da Venezuela devido à migração dos contratos operacionais para uma modalidade de empresa mista, com participação majoritária do governo venezuelano através da PDVSA; ii) aumento no custo de produção na Bolívia, devido à elevação da alíquota do imposto sobre hidrocarbonetos de

18% para 50%, a partir de maio de 2005, e de 50% para 82%, a partir de maio de 2006; iii) apreciação de 2% do real frente ao dólar norte-americano no processo de conversão das demonstrações contábeis; iv) fechamento temporário dos principais campos nos Estados Unidos, por problemas de escoamento da produção, após a passagem dos furacões Rita e Katrina; e v) declínio da produção nos campos maduros da Unidade Angola. Parte deste decréscimo foi atenuado pelo aumento das cotações internacionais do petróleo, pelo maior volume e preço de energia elétrica comercializada na Argentina, pelo aumento do volume de venda de gás natural da Bolívia para Brasil e Argentina, e pela elevação dos preços do gás natural na Argentina;

- Aumento de R\$ 352 milhões nas despesas com prospecção e perfuração devido à baixa de gastos exploratórios nas Unidades Estados Unidos e Bolívia, e pelos maiores gastos com sísmica, principalmente nas Unidades Estados Unidos, Tanzânia, Irã e Colômbia;
- Redução das outras despesas operacionais, gerada, principalmente, pela recuperação, em 2006, de gastos exploratórios na Nigéria, no valor de R\$ 73,7 milhões.

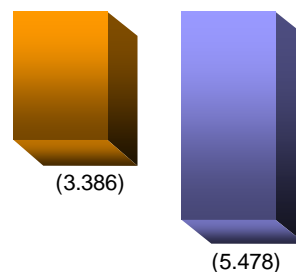
No 3T-2006, a área de Negócios Internacionais apurou um lucro líquido no montante equivalente a R\$ 107 milhões, 58% inferior ao lucro líquido equivalente a R\$ 256 milhões apurado no trimestre anterior, devido aos seguintes fatores:

- Aumento das despesas com prospecção e perfuração de R\$ 114 milhões, principalmente por maiores gastos nos EUA, pela baixa do poço Blackbeard, no Golfo do México, associado às maiores despesas com sísmica;
- Decréscimo no lucro bruto em R\$ 18 milhões, principalmente pelos seguintes fatores: i) aumento no custo de produção na Bolívia, devido à elevação da alíquota do imposto sobre hidrocarbonetos, a partir de maio de 2006, de 50% para 82%; e ii) revisão do reajuste de tarifas de energia elétrica na Argentina, reconhecida em jun/2006.

Resultado Segmento Corporativo

(R\$ milhões)

Jan-Set/2006 Jan-Set/2005



CORPORATIVO – As atividades corporativas do Sistema PETROBRAS geraram um resultado negativo de R\$ 3.386 milhões, 38% inferior ao apurado em jan-set/2005 (R\$ 5.478 milhões), com destaque para os seguintes fatores:

- redução de R\$ 1.110 milhões nas despesas financeiras líquidas, conforme comentado na página 6;
- redução de R\$ 734 milhões na despesa com participação dos acionistas não controladores, devido aos menores resultados financeiros apurados pelas Sociedades de Propósito Específico e empresas controladas, onde a PETROBRAS e suas subsidiárias não possuem participação integral.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo acréscimo no overhead corporativo, devido, principalmente, aos maiores gastos com pessoal, provenientes da reposição salarial por acordo coletivo da categoria, firmado no final do exercício de 2005, e do ingresso de novos funcionários durante o exercício de 2006.

Em relação ao trimestre anterior, quando o resultado negativo apurado pelo grupo de órgãos corporativos foi de R\$ 1.147 milhões, o resultado apurado no 3T-2006 foi negativo em R\$ 377 milhões, em decorrência, principalmente, do benefício fiscal de R\$ 1.492 milhões, proveniente da economia fiscal pelo provisionamento de juros sobre o capital próprio.

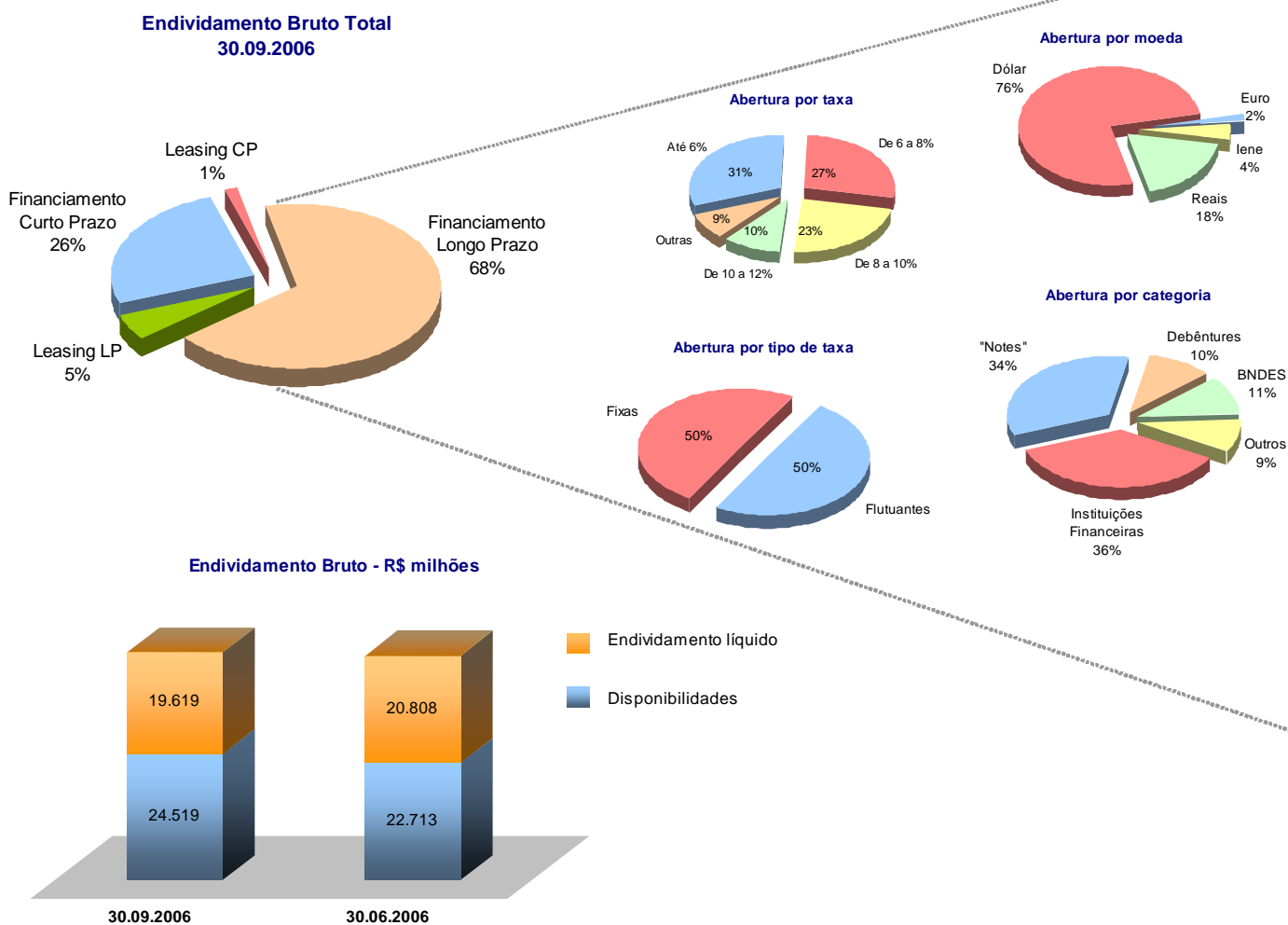
Este efeito foi parcialmente compensado pelo aumento de R\$ 534 milhões nas despesas financeiras líquidas, gerado, principalmente, pelo ágio na compra de Bonds pela PIFCO, realizada em jul/2006 (R\$ 321 milhões), cujo objetivo foi adequar o perfil do endividamento, conforme comentado na página 6.

Endividamento Consolidado

	R\$ milhões		
	30.09.2006	30.06.2006	Δ%
Endividamento Curto Prazo ⁽¹⁾	11.858	12.214	(3)
Endividamento Longo Prazo ⁽¹⁾	32.280	31.307	3
Total	44.138	43.521	1
Endividamento líquido ⁽²⁾	19.619	20.808	(6)
Endividamento líquido/(Endividamento líquido+Patrimônio Líquido) ⁽¹⁾	17%	18%	(1)
Passivo Total líquido ^{(1) (3)}	178.805	170.624	5
Estrutura de capital (capital de terceiros líquido / passivo total líquido)	46%	45%	1

(1) Inclui endividamento contraído através de contratos de Leasing (R\$ 2.729 milhões em 30.09.2006 e R\$ 2.815 milhões em 30.06.2006).
 (2) Endividamento Total – Disponibilidades.
 (3) Passivo total líquido de caixa/aplicações financeiras.

No 3T-2006, a PIFCO efetuou a antecipação de pagamentos de *notes* no montante de R\$ 2.644 milhões e amortizou R\$ 544 milhões de linhas de crédito. Na Petrobras, os pagamentos mais significativos foram as amortizações de juros de debêntures no montante de R\$ 236 milhões. A estrutura de capital está representada por 46% de participação de capitais de terceiros em 30 de setembro de 2006, com redução de 1 ponto percentual se comparada a 30 de junho de 2006.



Investimentos Consolidados

R\$ milhões					
	Período Jan-Set				
	2006	%	2005	%	Δ%
• Investimentos Diretos	20.264	90	14.751	87	37
Exploração e produção	11.404	51	8.907	53	28
Abastecimento	2.800	13	2.184	13	28
Gás e Energia	1.203	5	1.098	6	10
Internacional	3.923	17	1.871	11	110
Distribuição	477	2	368	2	30
Corporativo	457	2	323	2	41
• Sociedades de Propósito Específico (SPEs)	2.072	9	1.914	11	8
• Empreendimentos em Negociação	300	1	169	1	78
• Projetos Estruturados	1	-	87	1	-
Total de investimentos	22.637	100	16.921	100	34

R\$ milhões					
	Período Jan-Set				
	2006	%	2005	%	Δ%
Internacional					
Exploração e produção	2.355	60	1.633	87	44
Abastecimento	1.043	27	114	6	815
Gás e Energia	59	1	58	3	2
Distribuição	38	1	21	1	81
Outros	428	11	45	3	851
Total de investimentos	3.923	100	1.871	100	110

R\$ milhões					
	Período Jan-Set				
	2006	%	2005	%	Δ%
Projetos Desenvolvidos por SPEs					
Marlim Leste	682	33	514	27	33
PDET Off Shore	65	3	284	15	(77)
Barracuda e Caratinga	57	3	267	14	(79)
Malhas	424	20	697	36	(39)
Cabiúnas	-	-	5	-	-
Gasene	459	22	-	-	-
EVM	30	2	-	-	-
CDMPI	104	5	-	-	-
Mexilhão	3	-	-	-	-
Amazônia	248	12	147	8	69
Total de investimentos	2.072	100	1.914	100	8

Em linha com seus objetivos estratégicos, a PETROBRAS atua consorciada a outras empresas como concessionária de direitos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Atualmente, a Companhia mantém parcerias em 162 blocos, por meio de 89 consórcios. Para esses empreendimentos estão previstos investimentos totais da ordem de US\$ 12.666 milhões.

A PETROBRAS, cumprindo as metas traçadas no seu planejamento estratégico, continua investindo prioritariamente no desenvolvimento de sua capacidade de produção de petróleo e gás natural, através de investimentos próprios e da estruturação de empreendimentos com parceiros. No período de jan-set/2006, os investimentos totais alcançaram R\$ 22.637 milhões, representando um aumento de 34% sobre os recursos aplicados no mesmo período de 2005.

Demonstração do Resultado – Consolidado

R\$ milhões					
3º Trimestre			Período Jan-Set		
2T-2006	2006	2005		2006	2005
49.633	55.846	46.555	Vendas brutas	152.247	128.999
(11.685)	(12.483)	(10.844)	Encargos de vendas	(35.049)	(31.032)
37.948	43.363	35.711	Vendas líquidas	117.198	97.967
(21.260)	(27.066)	(20.589)	Custo dos produtos vendidos	(67.970)	(55.078)
16.688	16.297	15.122	Lucro bruto	49.228	42.889
Despesas operacionais					
(1.353)	(1.546)	(1.247)	Vendas	(4.241)	(3.768)
(1.415)	(1.459)	(1.302)	Gerais e administrativas	(4.060)	(3.771)
(378)	(531)	(386)	Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(1.219)	(970)
(495)	(370)	(248)	Pesquisa e desenvolvimento	(1.107)	(664)
(405)	(262)	(202)	Tributárias	(907)	(620)
(485)	(484)	(485)	Plano de Pensão e Saúde	(1.454)	(1.555)
(890)	(1.342)	(687)	Outras	(2.660)	(2.707)
(5.421)	(5.994)	(4.557)		(15.648)	(14.055)
Financeiras líquidas					
602	719	(66)	Receitas	1.691	202
(734)	(1.297)	(827)	Despesas	(3.116)	(3.242)
(1.345)	(28)	(587)	Var. monetárias e cambiais ativas	(1.601)	(2.119)
1.336	(68)	835	Var. monetárias e cambiais passivas	1.766	2.789
(141)	(674)	(645)		(1.260)	(2.370)
(5.562)	(6.668)	(5.202)		(16.908)	(16.425)
117	55	(258)	Resultado da equivalência patrimonial	(253)	(542)
11.243	9.684	9.662	Lucro operacional	32.067	25.922
29	(38)	13	Receitas (despesas) não operacionais	(102)	(193)
(3.865)	(2.262)	(3.485)	Imposto renda/contribuição social	(9.995)	(8.360)
(448)	(299)	(558)	Participação dos acionistas não controladores	(1.251)	(1.786)
6.959	7.085	5.632	Lucro Líquido	20.719	15.583

Alguns valores relativos a períodos anteriores foram reclassificados para fins de adequação às demonstrações do período atual, facilitando a comparabilidade.

Balanco Patrimonial – Consolidado

Ativo	R\$ milhões	
	30.09.2006	30.06.2006
Circulante	65.491	62.023
Caixa/aplicações financeiras	24.519	22.713
Contas a receber	13.666	12.193
Estoques	16.592	17.316
Impostos e taxas a recuperar	5.276	5.576
Outros	5.438	4.225
Realizável a L. Prazo	15.087	14.576
Contas Petróleo e Álcool	782	777
Adiantamentos a fornecedores	701	715
Títulos e valores mobiliários	567	599
Impostos e Contrib Sociais Diferidos	4.234	4.219
Adiantamento - Plano de Pensão	1.249	1.228
Despesas Antecipadas	1.935	1.865
Contas a receber	2.066	1.478
Depósitos Judiciais e P/ Recursos	1.757	1.849
Impostos a recuperar	224	131
Outros	1.572	1.715
Permanente	120.016	113.923
Investimentos	5.084	4.075
Imobilizado	112.824	107.785
Diferido	2.108	2.063
Total do ativo	200.594	190.522
Passivo	R\$ milhões	
	30.09.2006	30.06.2006
Circulante	43.406	38.632
Financiamentos	11.308	11.670
Fornecedores	11.038	10.614
Impostos e Contribuições Sociais	9.485	9.718
Empreendimentos em Consórcios	34	29
Plano de Pensão	405	411
Dividendos	4.571	188
Sálarios, encargos e férias	1.653	1.373
Outros	4.912	4.629
Exigível a L. Prazo	53.719	51.448
Financiamentos	30.101	29.036
Plano de Pensão	2.810	2.538
Plano de Saúde	8.066	7.728
Impostos e Contr. Sociais Diferidos	8.792	8.489
Outros	3.950	3.657
Resultado de Exercícios Futuros	424	406
Participação dos acionistas não controladores	7.175	6.872
Patrimônio Líquido	95.870	93.164
Capital realizado	48.264	48.248
Reservas	26.887	31.282
Lucro Líquido	20.719	13.634
Total do passivo	200.594	190.522

Demonstração do Fluxo de Caixa – Consolidado

R\$ milhões					
3º Trimestre			Período Jan-Set		
2T-2006	2006	2005		2006	2005
6.959	7.085	5.632	Resultado do Período	20.719	15.583
4.406	3.124	8.336	(+) Ajustes	11.000	13.115
2.347	2.609	1.858	Depreciação e amortização	7.059	5.764
654	761	(231)	Enc. s/financiamento e emp. vinculadas	337	(3.199)
447	299	558	Participação minoritária	1.251	1.786
(117)	(55)	258	Resultado de participações em investimentos relevantes	253	542
189	(194)	1.813	Variação cambial de ativo permanente	2.571	5.778
(174)	(1.141)	187	Imposto de renda e contribuições diferidas	(541)	1.154
(2.003)	725	(595)	Variação de estoques	(2.985)	(551)
77	569	1.718	Variação de fornecedores	1.936	463
622	604	663	Variação de Plano de Pensão e Saúde	1.830	2.023
2.364	(1.053)	2.107	Outros Ajustes	(711)	(645)
11.365	10.209	13.968	(=) Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	31.719	28.698
(6.640)	(8.337)	(4.941)	(-) Caixa Utilizado em Atividades de Investimento	(20.998)	(16.001)
(4.738)	(5.140)	(3.363)	Investimentos em E&P	(14.298)	(11.349)
(960)	(2.234)	(775)	Investimentos em Refino e Transporte	(3.949)	(2.384)
(361)	(496)	(500)	Investimentos em Gás e Energia	(1.154)	(1.201)
(260)	(34)	(133)	Distribuição	(439)	(384)
32	24	30	Dividendos	78	71
(353)	(457)	(200)	Outros Investimentos	(1.236)	(754)
4.725	1.872	9.027	(=) Fluxo de Caixa Líquido	10.721	12.697
(4.995)	(66)	(5.012)	(-) Caixa Utilizado em Atividades de Financiamento	(9.619)	(11.474)
(1.472)	(60)	(4.799)	Financiamentos	(2.031)	(6.372)
(3.523)	(6)	(213)	Dividendos	(7.588)	(5.102)
(270)	1.806	4.015	(=) Geração de Caixa no Exercício	1.102	1.223
22.983	22.713	17.195	Caixa no Início do Exercício	23.417	19.987
22.713	24.519	21.210	Caixa no Final do Exercício	24.519	21.210

Alguns valores relativos a períodos anteriores foram reclassificados para fins de adequação às demonstrações do período atual, facilitando a comparabilidade.

Demonstração do Valor Adicionado – Consolidado

Descrição	R\$ milhões	
	Período Jan-Set	
	2006	2005
Valor Adicionado Gerado	97.994	89.870
Vendas de produtos e serviços e receitas não operacionais	153.098	129.262
Matéria-prima consumida	(6.164)	(4.074)
Produtos para revenda	(33.502)	(20.364)
Materiais, energia, serviços e outros	(15.438)	(14.954)
Valor Adicionado Gerado	97.994	89.870
Depreciação e amortização	(7.059)	(5.764)
Participação em coligadas e ágio e deságio	(253)	(542)
Receitas financeiras	1.856	(1.917)
Aluguéis e royalties	417	374
Valor Adicionado Total a Distribuir	92.955	82.021
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Salários, vantagens e encargos	7.610	6.858
	7.610	6.858
Entidades governamentais		
Impostos, taxas e contribuições	41.903	36.483
Participações governamentais	13.123	10.463
	55.026	46.946
Instituições financeiras e fornecedores		
Juros, variações cambiais e monetárias	3.115	833
Despesas de aluguéis e afretamentos	5.234	10.015
	8.349	10.848
Participação dos acionistas não controladores	1.251	1.786
Acionistas		
Dividendos/Juros S.Capital Próprio	4.387	2.193
Lucros retidos	16.332	13.390
	20.719	15.583
	21.970	17.369

Alguns valores relativos a períodos anteriores foram reclassificados para fins de adequação às demonstrações do período atual, facilitando a comparabilidade.

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 30.09.2006

R\$ MILHÕES

	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	INTERN.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita Operacional Líquida	59.772	94.303	7.112	29.904	9.291	-	(83.184)	117.198
Intersegmentos	54.676	23.840	2.122	460	2.086	-	(83.184)	-
Terceiros	5.096	70.463	4.990	29.444	7.205	-	-	117.198
Custo dos Produtos e Serv. Vendidos	(25.786)	(84.300)	(6.224)	(27.092)	(6.389)	-	81.821	(67.970)
Lucro Bruto	33.986	10.003	888	2.812	2.902	-	(1.363)	49.228
Despesas Operacionais	(2.326)	(3.043)	(1.643)	(2.121)	(1.565)	(5.041)	91	(15.648)
Despesas c/ Vendas, Gerais e Adm.	(719)	(2.342)	(555)	(1.827)	(908)	(2.012)	62	(8.301)
Despesas Tributárias	(36)	(133)	(72)	(127)	(114)	(425)	-	(907)
Despesas c/ Prospecção e Perfur.	(707)	-	-	-	(512)	-	-	(1.219)
Despesas com Pesquisa e Desenv.	(545)	(212)	(106)	(8)	(3)	(233)	-	(1.107)
Plano de Pensão e Saúde	-	-	-	-	-	(1.454)	-	(1.454)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	(319)	(356)	(910)	(159)	(28)	(917)	29	(2.660)
Lucro (Prejuízo) Operacional	31.660	6.960	(755)	691	1.337	(5.041)	(1.272)	33.580
Despesas Financeiras Líquidas	-	-	-	-	-	(1.260)	-	(1.260)
Resultado da Equivalência Patrimonial	-	82	(34)	(11)	65	(355)	-	(253)
Receitas (Despesas) Não Operacionais	(141)	(28)	(8)	15	(16)	76	-	(102)
Lucro (Prejuízo) Antes dos Impostos e Part. dos Acionistas não Controladores	31.519	7.014	(797)	695	1.386	(6.580)	(1.272)	31.965
Imposto de Renda e Contribuição Social	(10.717)	(2.357)	260	(240)	(480)	3.105	434	(9.995)
Participação dos Acionistas não Controladores	(680)	(9)	(344)	-	(307)	89	-	(1.251)
Lucro (Prejuízo) Líquido	20.122	4.648	(881)	455	599	(3.386)	(838)	20.719

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 30.09.2005

R\$ MILHÕES

	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	INTERN.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita Operacional Líquida	52.411	78.906	5.749	27.844	8.124	-	(75.067)	97.967
Intersegmentos	49.454	21.817	1.708	406	1.682	-	(75.067)	-
Terceiros	2.957	57.089	4.041	27.438	6.442	-	-	97.967
Custo dos Produtos e Serv. Vendidos	(21.826)	(69.832)	(4.680)	(25.115)	(5.172)	-	71.547	(55.078)
Lucro Bruto	30.585	9.074	1.069	2.729	2.952	-	(3.520)	42.889
Despesas Operacionais	(2.054)	(2.894)	(1.236)	(1.886)	(1.285)	(4.793)	93	(14.055)
Despesas c/ Vendas, Gerais e Adm.	(580)	(2.198)	(646)	(1.702)	(789)	(1.717)	93	(7.539)
Despesas Tributárias	(11)	(58)	(37)	(122)	(75)	(317)	-	(620)
Despesas c/ Prospecção e Perfur.	(810)	-	-	-	(160)	-	-	(970)
Despesas com Pesquisa e Desenv.	(261)	(88)	(40)	(2)	(3)	(270)	-	(664)
Plano de Pensão e Saúde	-	-	-	-	-	(1.555)	-	(1.555)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	(392)	(550)	(513)	(60)	(258)	(934)	-	(2.707)
Lucro (Prejuízo) Operacional	28.531	6.180	(167)	843	1.667	(4.793)	(3.427)	28.834
Despesas Financeiras Líquidas	-	-	-	-	-	(2.370)	-	(2.370)
Resultado da Equivalência Patrimonial	-	172	(43)	-	122	(793)	-	(542)
Receitas (Despesas) Não Operacionais	(165)	(16)	(13)	(4)	4	1	-	(193)
Lucro (Prejuízo) Antes dos Impostos e Part. dos Acionistas não Controladores	28.366	6.336	(223)	839	1.793	(7.955)	(3.427)	25.729
Imposto de Renda e Contribuição Social	(9.644)	(2.096)	61	(285)	(684)	3.122	1.166	(8.360)
Participação dos Acionistas não Controladores	(835)	(19)	(213)	-	(74)	(645)	-	(1.786)
Lucro (Prejuízo) Líquido	17.887	4.221	(375)	554	1.035	(5.478)	(2.261)	15.583

Objetivando adequar as demonstrações contábeis por área de negócio às melhores práticas utilizadas pelas empresas do setor de Óleo e Gás e por retratar melhor a forma de gestão dos negócios na Petrobras, a partir do 1T-2006 passamos a alocar todo o resultado financeiro e contas patrimoniais de natureza financeira ao grupo de órgãos corporativos. Em decorrência desta alteração, o resultado com o Imposto de Renda e Contribuição Social e a Participação dos Acionistas não Controladores também foram alterados.

Para facilitar a comparabilidade, estamos apresentando as demonstrações contábeis segmentadas de períodos anteriores de acordo com as novas premissas.

Demonstração Consolidada do EBITDA⁽¹⁾ por Área de Negócio - 30.09.2006

R\$ MILHÕES								
E & P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB	INTERN	CORP.	ELIMIN	TOTAL	
Lucro (Prejuízo) Operacional	31.660	6.960	(755)	691	1.337	(5.041)	(1.272)	33.580
Depreciação/Amortização	3.893	1.260	578	286	873	169	-	7.059
EBITDA	35.553	8.220	(177)	977	2.210	(4.872)	(1.272)	40.639

(1) Lucro operacional antes do resultado financeiro e da equivalência patrimonial + depreciação/amortização.

Demonstração do grupo Outras Receitas (Despesas) Operacionais 30.09.2006

R\$ Milhões								
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	INTERN.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL	
Relações Institucionais e Projetos Culturais	-	(33)	-	(64)	-	(627)	-	(724)
Despesas Operacionais c/Termelétricas	-	-	(603)	-	-	-	-	(603)
Perdas e Contingências com Processos Judiciais	(19)	(44)	-	(19)	(4)	(159)	-	(245)
Resultado em Operações de Hedge	-	(21)	(167)	-	-	-	-	(188)
Perdas Contratuais com Serviços de Transporte - Ship or Pay	-	-	-	-	(99)	-	-	(99)
Paradas não Programadas em Instalações e Equipamentos de Produção	(16)	(57)	-	-	-	-	-	(73)
Receitas com Aluguéis	-	-	-	53	-	-	-	53
Outros	(284)	(201)	(140)	(129)	75	(131)	29	(781)
	(319)	(356)	(910)	(159)	(28)	(917)	29	(2.660)

Demonstração do grupo Outras Receitas (Despesas) Operacionais 30.09.2005

R\$ Milhões								
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	INTERN.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL	
Relações Institucionais e Projetos Culturais	-	(5)	-	(64)	-	(488)	-	(557)
Despesas Operacionais c/Termelétricas	-	-	(638)	-	-	-	-	(638)
Perdas e Contingências com Processos Judiciais	(4)	(302)	(2)	-	(19)	(35)	-	(362)
Resultado em Operações de Hedge	-	(14)	94	-	-	-	-	80
Perdas Contratuais com Serviços de Transporte - Ship or Pay	-	-	-	-	(98)	-	-	(98)
Paradas não Programadas em Instalações e Equipamentos de Produção	(109)	(76)	-	-	-	-	-	(185)
Receitas com Aluguéis	-	-	-	48	-	-	-	48
Outros	(279)	(153)	33	(44)	(141)	(411)	-	(995)
	(392)	(550)	(513)	(60)	(258)	(934)	-	(2.707)

Ativo Consolidado por Área de Negócio - 30.09.2006

R\$ MILHÕES								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	INTERN.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
ATIVO	74.645	43.041	20.678	8.104	21.480	40.856	(8.210)	200.594
CIRCULANTE	6.160	21.644	3.043	4.479	5.375	32.917	(8.127)	65.491
CAIXA / APLICAÇÕES FINANC.	-	-	-	-	-	24.519	-	24.519
OUTROS ATIVOS CIRCULANTES	6.160	21.644	3.043	4.479	5.375	8.398	(8.127)	40.972
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	4.737	1.108	2.186	676	1.126	5.337	(83)	15.087
CONTA PETRÓLEO E ÁLCOOL	-	-	-	-	-	782	-	782
TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS	-	5	-	-	-	562	-	567
OUTROS ATIVOS LONGO PRAZO	4.737	1.103	2.186	676	1.126	3.993	(83)	13.738
PERMANENTE	63.748	20.289	15.449	2.949	14.979	2.602	-	120.016

Ativo Consolidado por Área de Negócio - 30.06.2006

R\$ MILHÕES								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	INTERN.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
ATIVO	72.280	42.669	20.075	7.811	19.341	37.148	(8.802)	190.522
CIRCULANTE	7.010	21.815	3.158	4.270	5.158	28.573	(7.961)	62.023
CAIXA / APLICAÇÕES FINANC.	-	-	-	-	-	22.713	-	22.713
OUTROS ATIVOS CIRCULANTES	7.010	21.815	3.158	4.270	5.158	5.860	(7.961)	39.310
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	4.541	1.178	2.037	636	836	6.189	(841)	14.576
CONTA PETRÓLEO E ÁLCOOL	-	-	-	-	-	777	-	777
TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS	258	5	-	-	-	335	-	598
OUTROS ATIVOS LONGO PRAZO	4.283	1.173	2.037	636	836	5.077	(841)	13.201
PERMANENTE	60.729	19.676	14.880	2.905	13.347	2.386	-	113.923

Objetivando adequar as demonstrações contábeis por área de negócio às melhores práticas utilizadas pelas empresas do setor de Óleo e Gás e por retratar melhor a forma de gestão dos negócios na Petrobras, a partir do 1T-2006 passamos a alocar todo o resultado financeiro e contas patrimoniais de natureza financeira ao grupo de órgãos corporativos. Em decorrência desta alteração, o resultado com o Imposto de Renda e Contribuição Social e a Participação dos Acionistas não Controladores também foram alterados.

Para facilitar a comparabilidade, estamos apresentando as demonstrações contábeis segmentadas de períodos anteriores de acordo com as novas premissas.

Demonstração Consolidada por Área de Negócio Internacional - 30.09.2006

	R\$ MILHÕES INTERNACIONAL						TOTAL
	E&P	ABAST	G&E	DISTRIBUIÇÃO	CORP.	ELIMIN.	
ÁREA INTERNACIONAL							
ATIVO	14.856	4.062	4.375	723	1.367	(3.903)	21.480
Demonstração do Resultado							
Receita Operacional Líquida	4.223	4.341	1.974	2.301	40	(3.588)	9.291
Intersegmentos	2.946	2.385	330	13	-	(3.588)	2.086
Terceiros	1.277	1.956	1.644	2.288	40	-	7.205
Lucro (Prejuízo) Operacional	1.330	196	422	(197)	(386)	(28)	1.337
Lucro (Prejuízo) Líquido	605	99	244	(72)	(259)	(18)	599

Demonstração Consolidada por Área de Negócio Internacional

	R\$ MILHÕES INTERNACIONAL						TOTAL
	E&P	ABAST	G&E	DISTRIBUIÇÃO	CORP.	ELIMIN.	
ÁREA INTERNACIONAL							
ATIVO (Em 30/06/2006)	13.828	3.020	4.093	683	1.233	(3.516)	19.341
Demonstração do Resultado (Em 30/09/2005)							
Receita Operacional Líquida	3.966	3.903	1.606	1.807	48	(3.206)	8.124
Intersegmentos	2.421	2.192	269	6	-	(3.206)	1.682
Terceiros	1.545	1.711	1.337	1.801	48	-	6.442
Lucro (Prejuízo) Operacional	1.673	199	250	(90)	(420)	55	1.667
Lucro (Prejuízo) Líquido ⁽¹⁾	938	87	176	(36)	(165)	35	1.035

(1) Objetivando adequar as demonstrações contábeis por área de negócio às melhores práticas utilizadas pelas empresas do setor de Óleo e Gás e por retratar melhor a forma de gestão dos negócios na Petrobras, a partir do 1T-2006 passamos a alocar todo o resultado financeiro e contas patrimoniais de natureza financeira ao grupo de órgãos corporativos. Em decorrência desta alteração, o resultado com o Imposto de Renda e Contribuição Social e a Participação dos Acionistas não Controladores também foram alterados.

Para facilitar a comparabilidade, estamos apresentando as demonstrações contábeis segmentadas de períodos anteriores de acordo com as novas premissas.

1. Mutação das Contas Petróleo e  lcool

R\$ milhões					
2T-2006	3� Trimestre			Período Jan-Set	
	2006	2005		2006	2005
774	777	758	Saldo Inicial	770	749
3	5	7	Encargos de mútuo	12	16
777	782	765	Saldo Final	782	765

ENCONTRO DE CONTAS COM A UNIÃO

Conforme definido pela Lei n  10.742, de 06 de outubro de 2003, o encontro de contas com a União deveria ter ocorrido até 30 de junho de 2004. A PETROBRAS após ter prestado todas as informações requeridas pela Secretaria do Tesouro Nacional – STN, está buscando equalizar as divergências ainda existentes entre as partes, visando concluir o encontro de contas, de acordo com o previsto na Medida Provisória n  2.181, de 24 de agosto de 2001.

O saldo da conta poderá ser pago através da emissão de títulos do Tesouro Nacional, de valor igual ao saldo final do encontro de contas ou com outros montantes que a PETROBRAS porventura estiver devendo ao Governo Federal, inclusive os relativos a tributos ou uma combinação das opções anteriores.

2. Análise da Margem Bruta Consolidada

VARIAÇÃO 3T-2006 SOBRE 2T-2006

PRINCIPAIS INFLUÊNCIAS

Principais Fatores		R\$ milhões		
		Receita Líquida	Custo das Vendas	Lucro Bruto
. Mercado Interno:	- efeito dos volumes vendidos	1.559	(834)	725
	- efeito dos preços	471	-	471
. Mercado Externo:	- efeito dos volumes exportados	1.653	(940)	713
	- efeito dos preços de exportações	460	-	460
. Aumento dos Gastos: (*)		-	(1.853)	(1.853)
. Itens extraordinários:	- custos complementares c/participações especiais (**)	-	(426)	(426)
	- gastos com gás reinjetado (***)	-	(408)	(408)
. Operações de comercialização de álcool na BR		185	(140)	45
. Aumento (redução) das operações de comercialização no exterior		625	(631)	(6)
. Aumento (redução) das vendas internacionais		358	(392)	(34)
. Efeito cambial nas controladas no exterior		61	(114)	(53)
. Outros		44	(68)	(24)
		<u>5.416</u>	<u>(5.806)</u>	<u>(390)</u>

(**) Nova interpretação da ANP sobre a dedutibilidade dos gastos com *project finance* do campo de Marlim no cálculo das participações especiais.

(***) Ajuste de gastos com gás produzido e reinjetado em reservatórios nas Bacias de Solimões, Campos e Espírito Santo.

(*) Composição da variação dos gastos relacionados:	Valor
- importação de petróleo, gás e derivados	(797)
- participações governamentais no país	(543)
- materiais, serviços e depreciação	(399)
- salários, vantagens e benefícios e outros	(114)
	<u>(1.853)</u>

3. Impostos e Contribuições Consolidados

A contribuição econômica da PETROBRAS ao País, medida por meio da geração de impostos, taxas e contribuições sociais correntes, totalizou, no período de jan-set/2006, R\$ 39.541 milhões.

R\$ milhões										
3º Trimestre				Período Jan-Set						
2T-2006	2006	2005	Δ%				2006	2005	Δ%	
Contribuição Econômica - País										
4.463	4.736	3.982	19	ICMS				13.284	11.270	18
1.930	2.023	1.915	6	CIDE ⁽¹⁾				5.800	5.556	4
2.982	3.096	2.558	21	PASEP/COFINS				8.723	7.459	17
3.911	3.181	3.147	1	Imposto de Renda e C.S.s/lucro				10.065	6.883	46
485	594	658	(10)	Outros				1.669	1.603	4
13.771	13.630	12.260		Sub-total País				39.541	32.771	21
1.001	1.059	758	40	Contribuição Econômica - Exterior				2.903	2.557	14
14.772	14.689	13.018	13	Total				42.444	35.328	20

⁽¹⁾ CIDE – CONTRIBUIÇÃO DE INTERVENÇÃO DO DOMÍNIO ECONÔMICO.

4. Participações Governamentais

R\$ milhões										
3º Trimestre				Período Jan-Set						
2T - 2006	2006	2005	Δ%				2006	2005	Δ%	
País										
1.981	2.049	1.769	16	<i>Royalties</i>				5.789	4.654	24
2.146	2.219	2.037	9	Participação Especial				6.365	5.286	20
30	28	19	47	Retenção de área				79	53	49
4.157	4.296	3.825	12	Sub-total País				12.233	9.993	22
309	363	188	93	Exterior				890	470	89
4.466	4.659	4.013	16	Total				13.123	10.463	25

As participações governamentais no País no período de jan-set/2006 aumentaram 22%, em relação ao período de jan-set/2005, refletindo o aumento da alíquota de Participação Especial sobre os campos de Barracuda e Caratinga, em função de seus novos patamares de produção, e a elevação de 19% no preço de referência para o petróleo nacional, que alcançou, no período de jan-set/2006, o preço médio de R\$ 119,56 (US\$ 54,78), contra R\$ 100,74 (US\$ 40,64) no período de jan-set/2005, atrelado à cotação do Brent no mercado internacional.

5. Conciliação do Patrimônio Líquido e Lucro Líquido Consolidados

	R\$ milhões	
	Patrimônio Líquido	Lucro Líquido
. Conforme informações da PETROBRAS em 30.09.2006	97.655	20.826
. Lucro na venda de produtos em estoque nas Subsidiárias	(381)	(381)
. Reversão de lucros nos estoques de exercícios anteriores	-	326
. Juros capitalizados	(716)	(158)
. Reversão parcial (absorção) de PL negativo de controlada *	(72)	193
. Outras Eliminações	(616)	(87)
. Conforme informações Consolidadas em 30.09.2006	<u>95.870</u>	<u>20.719</u>

* De acordo com a Instrução CVM N° 247/96, as perdas que forem consideradas de natureza não permanentes (temporárias) sobre os investimentos avaliados pelo método da equivalência patrimonial, cujas investidas não apresentem sinais de paralisação ou necessidade de apoio financeiro da investidora, devem ser limitadas até o valor do investimento da empresa controladora. Portanto, as perdas ocasionadas por passivo a descoberto (patrimônio líquido negativo) de controladas não influenciaram o resultado e o patrimônio líquido da PETROBRAS em 2005, gerando item de conciliação entre as Demonstrações Contábeis da PETROBRAS e as Demonstrações Contábeis Consolidadas.

6. Comportamento das Ações e ADR da PETROBRAS

Valorização Nominal						
2T-2006	3º Trimestre				Período Jan-Set	
	2006	2005	2006		2005	
3,86%	-6,30%	32,71%	Petrobras ON	9,81%	55,09%	
0,09%	-6,00%	32,87%	Petrobras PN	9,08%	53,19%	
3,05%	-6,14%	37,14%	ADR- Nível III - ON	17,62%	79,16%	
-0,01%	-6,26%	38,47%	ADR- Nível III - PN	16,27%	77,77%	
-3,48%	-0,49%	26,08%	IBOVESPA	8,95%	27,71%	
0,37%	4,74%	2,86%	DOW JONES	8,97%	-0,61%	
-7,17%	3,97%	4,61%	NASDAQ	2,41%	1,37%	

O valor patrimonial da ação da PETROBRAS em 30 de setembro de 2006 atingiu R\$ 22,26.

7. Aumento do Capital Social, incorporação de ações da PETROQUISA e Juros sobre Capital Próprio

a) Capital Social

O capital subscrito e integralizado em 30 de setembro de 2006, no valor de R\$ 48.263.983 mil, está representado por 2.536.673.672 ações ordinárias e 1.850.364.698 ações preferenciais, todas escriturais e sem valor nominal.

b) Operação de Incorporações de Ações da PETROQUISA pela PETROBRAS

A Assembléia Geral Extraordinária aprovou no dia de 01 de junho de 2006 a operação de incorporação de ações da PETROQUISA pela PETROBRAS, conforme Rerratificação do Protocolo e Justificação da operação de incorporação de ações firmado entre as duas companhias.

Para a implementação da operação, a relação de troca das ações utilizada foi baseada no valor do patrimônio líquido contábil de ambas as companhias, na data base de 31 de dezembro de 2005, onde foram atribuídas 4,496 ações preferenciais de emissão da PETROBRAS para cada lote de 1.000 ações ordinárias ou preferenciais de emissão da PETROQUISA.

Não houve nenhuma manifestação de exercício do direito de retirada por parte dos acionistas da PETROBRAS até o prazo legal de 07 de julho de 2006. Cinco acionistas da PETROQUISA, totalizando 1.015.910 ações, exerceram o direito de retirada no prazo estabelecido (até 05.07.2006), e foram reembolsados pelo valor de R\$ 153,47 por lote de 1.000 ações, através da disponibilização dos recursos pela PETROQUISA, em 10 de julho de 2006. Em seguida a PETROBRAS adquiriu as ações pelo mesmo valor, sendo efetivada a transferência de titularidade.

c) Deliberação da AGE da PETROQUISA

Em 31 de outubro de 2006, a Assembléia Geral Extraordinária de acionistas da PETROQUISA, aprovou:

Com base no proposto pelo Conselho de Administração na Reunião nº 604, de 22 de setembro de 2006, o cancelamento do registro da Petrobras Química S.A. – PETROQUISA como companhia aberta junto à Comissão de Valores Mobiliários – CVM, eis que suas ações não estão mais sendo negociadas em Bolsa e no Mercado de Balcão.

O Protocolo e Justificação da Operação de Incorporação da PETRORIO PETROQUÍMICA DO RIO DE JANEIRO S.A. pela PETROBRAS QUÍMICA S.A. – PETROQUISA, firmado pelos Administradores das sociedades em 22 de setembro de 2006.

d) Juros Sobre Capital Próprio

Em 20 de outubro de 2006, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de remuneração aos acionistas, sob a forma de juros sobre o capital próprio, no montante de R\$ 4.387.038 mil, conforme previsto no artigo 9º da Lei 9.249/95 e Decretos nº 2.673/98 e 3.381/00, já provisionado nas demonstrações contábeis de 30 de setembro de 2006.

Essa remuneração será disponibilizada aos acionistas até 15 de janeiro de 2007, com base na posição acionária de 31 de outubro de 2006, correspondendo a um valor bruto de R\$ 1,00 por ação ordinária e preferencial. Nos termos dos decretos nº 2.673/98 e 3.381/00, caso o pagamento ocorra antes de 31 de dezembro de 2006, será atualizado monetariamente, de acordo com a variação da taxa SELIC, desde a data do efetivo pagamento até o final do referido exercício. Sendo pago após 31 de dezembro de 2006, serão aplicadas as variações da taxa SELIC, desde 31 de dezembro de 2006 até a data do efetivo pagamento. Esses juros sobre o capital próprio deverão ser descontados da remuneração que vier a ser distribuída no encerramento do exercício social de 2006, e estão sujeitos à incidência de 15% (quinze por cento) de imposto de renda na fonte, exceto para os acionistas que declararem ser imunes ou isentos.

8. Exposição Cambial

A exposição cambial do Sistema PETROBRAS é mensurada conforme quadro a seguir:

Ativo	R\$ milhões	
	30.09.2006	30.06.2006
Circulante	17.922	18.266
Disponibilidades	6.321	6.834
Outros ativos circulantes	11.601	11.432
Realizável a longo prazo	5.485	4.939
Permanente	31.176	27.430
Investimentos	1.225	279
Imobilizado	29.261	26.507
Outros ativos permanentes	690	644
Total do Ativo	54.583	50.635
Passivo	R\$ milhões	
	30.09.2006	30.06.2006
Circulante	16.047	16.138
Financiamentos	7.960	8.859
Fornecedores	4.505	4.687
Outros passivos circulantes	3.582	2.592
Exigível a longo prazo	25.494	24.230
Financiamentos	22.974	22.764
Outros exigíveis a longo prazo	2.520	1.466
Total do Passivo	41.541	40.368
Ativo (Passivo) Líquido em Reais	13.042	10.267
(+) Fundos de Investimentos Financeiros - Cambial	6.110	6.931
(-) Empréstimos FINAME - em reais indexado ao dólar	559	535
Ativo (Passivo) Líquido em Reais	18.593	16.663
Ativo (Passivo) Líquido em Dólares	8.552	7.699
Taxa do dólar (*)	2,1742	2,1643

(*) Considera a conversão do valor em reais pela taxa do dólar de venda do dia do encerramento do período.

Demonstração do Resultado - Controladora

R\$ milhões					
3º Trimestre			Período Jan-Set		
2T-2006	2006	2005		2006	2005
38.872	43.725	37.871	Vendas brutas	120.517	104.652
(10.431)	(11.151)	(9.779)	Encargos de vendas	(31.390)	(27.889)
28.441	32.574	28.092	Vendas líquidas	89.127	76.763
(14.562)	(18.941)	(15.030)	Custo dos produtos vendidos	(47.529)	(41.613)
13.879	13.633	13.062	Lucro bruto	41.598	35.150
			Despesas operacionais		
(1.176)	(1.318)	(1.222)	Vendas	(3.657)	(2.901)
(967)	(1.029)	(897)	Gerais e administrativas	(2.833)	(2.544)
(281)	(320)	(334)	Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(707)	(810)
(492)	(368)	(247)	Pesquisa e desenvolvimento	(1.099)	(662)
(218)	(147)	(114)	Tributárias	(481)	(323)
(456)	(456)	(456)	Plano de Pensão e Saúde	(1.368)	(1.470)
(686)	(1.056)	(467)	Outras	(2.223)	(2.652)
(4.276)	(4.694)	(3.737)		(12.368)	(11.362)
			Financeiras líquidas		
776	991	338	Receitas	2.068	1.044
(499)	(671)	(555)	Despesas	(1.659)	(1.721)
123	(34)	(1.744)	Var. monetárias e cambiais ativas	(2.374)	(6.258)
(134)	12	1.342	Var. monetárias e cambiais passivas	1.849	4.817
266	298	(619)		(116)	(2.118)
(4.010)	(4.396)	(4.356)		(12.484)	(13.480)
713	(478)	86	Resultado da equivalência patrimonial	579	1.090
10.582	8.759	8.792	Lucro operacional	29.693	22.760
31	(31)	1	Receitas (despesas) não operacionais	(84)	(215)
(3.513)	(1.915)	(3.114)	Imposto renda/contribuição social	(8.783)	(7.060)
7.100	6.813	5.679	Lucro Líquido	20.826	15.485

Alguns valores relativos a períodos anteriores foram reclassificados para fins de adequação às demonstrações do período atual, facilitando a comparabilidade.

Balço Patrimonial – Controladora

Ativo	R\$ milhões	
	30.09.2006	30.06.2006
Circulante	47.707	44.269
Caixa/aplicações financeiras	17.551	16.264
Contas a receber	9.882	9.140
Estoques	13.528	13.800
Dividendos a receber	249	253
Impostos e contribuições a recuperar	3.099	3.024
Impostos e contribuições sociais diferidos	2.240	664
Outros	1.158	1.124
Realizável a L. Prazo	43.098	38.963
Contas Petróleo e Álcool	782	777
Subsidiárias, Controladas e Coligadas	34.095	29.671
Empreendimentos em negociação	740	585
Adiantamentos a fornecedores	556	571
Adiantamento - Plano de Pensão	1.249	1.228
Impostos e Contrib Sociais Diferidos	2.058	2.429
Depósitos Judiciais e p/ recursos	1.388	1.455
Despesas Antecipadas	910	959
Outros	1.320	1.288
Permanente	82.143	79.422
Investimentos	22.741	22.563
Imobilizado	58.668	56.177
Diferido	734	682
Total do Ativo	172.948	162.654
Passivo	R\$ milhões	
	30.09.2006	30.06.2006
Circulante	47.747	40.724
Financiamentos	1.437	1.568
Fornecedores	27.817	25.790
Impostos e Contribuições Sociais	7.852	8.106
Dividendos / Juros sobre Capital Próprio	4.387	-
Empreendimentos em Consórcios	2.000	953
Plano de Pensão	390	394
Adiantamento de clientes	417	276
Outros	3.447	3.637
Exigível a L. Prazo	27.546	26.716
Financiamentos	5.619	5.828
Subsidiárias e Controladas	1.920	1.831
Plano de Pensão	2.550	2.303
Plano de Saúde	7.443	7.128
Impostos e Contr. Sociais Diferidos	7.291	6.936
Outros	2.723	2.690
Patrimônio Líquido	97.655	95.214
Capital realizado	48.264	48.248
Reservas	28.565	32.952
Lucro Líquido	20.826	14.014
Total do Passivo	172.948	162.654

Alguns valores relativos a períodos anteriores foram reclassificados para fins de adequação às demonstrações do período atual, facilitando a comparabilidade.

Demonstração do Fluxo de Caixa – Controladora

R\$ milhões						
3º Trimestre			Período Jan-Set			
2T-2006	2006	2005			2006	2005
7.100	6.813	5.678	Resultado do Período		20.826	15.485
1.002	3.673	4.250	(+ Ajustes		6.511	3.977
1.273	1.357	931	Depreciação e amortização		3.573	2.747
(1.214)	(6)	(7)	Contas petróleo e álcool		(13)	(16)
1.830	667	1.119	Fornecimento de petróleo e derivados - exterior		3.552	93
1.244	(496)	695	Enc. s/financiamento e emp. vinculadas		404	861
(2.131)	2.151	1.512	Outros Ajustes		(1.005)	292
8.102	10.486	9.928	(=) Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais		27.337	19.462
(4.093)	(4.353)	(3.335)	(-) Caixa Utilizado em Atividades de Investimento		(12.202)	(9.886)
(2.785)	(3.109)	(2.542)	Investimentos em E&P		(8.568)	(6.947)
(751)	(1.089)	(666)	Investimentos em Refinos e Transporte		(2.215)	(1.735)
(811)	235	(494)	Investimentos em Gás e Energia		(1.126)	(1.333)
(210)	(261)	(93)	Distribuição		(624)	(374)
665	86	234	Dividendos		922	531
(201)	(215)	226	Outros Investimentos		(591)	(28)
4.009	6.133	6.593	(=) Fluxo de Caixa Líquido		15.135	9.576
(5.643)	(4.846)	(2.942)	(-) Caixa Utilizado em Atividades de Financiamento		(15.065)	(6.010)
(1.634)	1.287	3.651	(=) Geração de Caixa no Período		70	3.566
17.898	16.264	11.495	Caixa no Início do Período		17.481	11.580
16.264	17.551	15.146	Caixa no Final do Período		17.551	15.146

Alguns valores relativos a períodos anteriores foram reclassificados para fins de adequação às demonstrações do período atual, facilitando a comparabilidade.



Demonstração do Valor Adicionado - Controladora

Descrição	R\$ milhões	
	Período Jan-Set	
	2006	2005
Valor Adicionado Gerado	90.233	77.208
Vendas de produtos e serviços	121.174	104.803
Matéria-prima consumida	(10.398)	(9.063)
Produtos para revenda	(7.195)	(4.855)
Materiais, energia, serviços e outros	(13.348)	(13.677)
Valor Adicionado Total a Distribuir	89.192	75.809
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Salários, vantagens e encargos	5.934	5.471
Entidades governamentais		
Impostos, taxas e contribuições	42.008	35.010
Participações governamentais	12.233	9.981
Imp.renda/contrib.social diferidos	(391)	1.058
Instituições financeiras e fornecedores		
Juros, variações cambiais e monetárias	1.776	2.075
Despesas de aluguéis e afretamentos	6.806	6.729
Acionistas		
Dividendos/Juros S.Capital Próprio	4.387	2.193
Lucro líquido do período	16.439	13.292
	20.826	15.485

Alguns valores relativos a períodos anteriores foram reclassificados para fins de adequação às demonstrações do período atual, facilitando a comparabilidade.

<http://www.petrobras.com.br/ri>

Para maiores informações, favor contatar:



PETRÓLEO BRASILEIRO S.A – PETROBRAS

Relacionamento com Investidores

Raul Adalberto de Campos – Gerente Executivo

E-mail: petroinvest@petrobras.com.br

Av. República do Chile, 65 - 2202 – B

20031-912 – Rio de Janeiro, RJ

Telephone: (55-21) 3224-1510 / 9947

0800-282-1540

**PBR
LISTED
NYSE**

**PBRA
LISTED
NYSE**



Este documento pode conter previsões que refletem apenas expectativas dos administradores da Companhia. Os termos “antecipa”, “acredita”, “espera”, “prevê”, “pretende”, “planeja”, “projeta”, “objetiva”, “deverá”, bem como outros termos similares, visam a identificar tais previsões, as quais, evidentemente, envolvem riscos ou incertezas previstos ou não pela Companhia. Portanto, os resultados futuros das operações da Companhia podem diferir das atuais expectativas, e o leitor não deve se basear exclusivamente nas informações aqui contidas.