

## Sondas de Perfuração em Atividade\*

Tipo da Sonda	2010	jan/11	fev/11	mar/11	abr/11	mai/11	jun/11	jul/11	ago/11	set/11	out/11	nov/11	dez/11	Em 2011
Sondas Terrestres	61	19	32	30	31	35	40							44
Sondas Marítimas	66	22	32	38	40	46	47							57
<b>TOTAL</b>	<b>127</b>	<b>41</b>	<b>64</b>	<b>68</b>	<b>71</b>	<b>81</b>	<b>87</b>							<b>101</b>

## Número de Poços Perfurados (Concluídos)

Tipo do Poço	2010	jan/11	fev/11	mar/11	abr/11	mai/11	jun/11	jul/11	ago/11	set/11	out/11	nov/11	dez/11	Total 2011
Exploratório	Terra	98	4	6	5	0	4	13						32
	Mar	118	3	3	9	3	8	6						32
Desenvolvimento	Terra	497	6	12	14	36	25	26						119
	Mar	149	4	6	3	8	6	7						34
<b>TOTAL</b>	<b>862</b>	<b>17</b>	<b>27</b>	<b>31</b>	<b>47</b>	<b>43</b>	<b>52</b>							<b>217</b>

## Notificações de Descobertas (Indícios de Hidrocarbonetos)

Localização	2010	jan/11	fev/11	mar/11	abr/11	mai/11	jun/11	jul/11	ago/11	set/11	out/11	nov/11	dez/11	Total 2011
Terra	65	9	1	4	4	7	2							27
Mar	84	6	6	6	11	4	8							41
<b>Total</b>	<b>149</b>	<b>15</b>	<b>7</b>	<b>10</b>	<b>15</b>	<b>11</b>	<b>10</b>							<b>68</b>

## Declarações de Comercialidade

Tipo	2010	jan/11	fev/11	mar/11	abr/11	mai/11	jun/11	jul/11	ago/11	set/11	out/11	nov/11	dez/11	Total 2011
Novos Campos	7	0	0	2	4	1	0							7
Campos Marginais	2	0	0	0	0	0	0							0
Novos campos provisórios	21	0	0	0	0	0	0							0
Anexações a Campos	0	0	0	0	0	0	0							0
<b>TOTAL</b>	<b>30</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>0</b>							<b>7</b>

\*Sondas atuando em perfurações de novos poços.

O primeiro estudo sobre a viabilidade econômica do gás natural da Bacia do São Francisco, em Minas Gerais, revelou uma reserva significativa que abre perspectivas para uma nova fronteira exploratória terrestre no País, conforme anunciado pelo consórcio Cobasf (Codemig, Orteng (op.), Delp e Imetame) responsável pela exploração na área. Os estudos apontaram para um volume estimado entre 17,5 bilhões e 194,6 bilhões de metros cúbicos de gás natural, com estimativa para uma produção diária entre 7 a 8 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A expectativa do Cobasf é que a produção comece em dois ou três anos.

A OGX, em 17 de maio, declarou comercialidade dos campos Gavião Azul e Gavião Real, ambos de gás natural, na Bacia do Parnaíba, com estimativa de produção de 5,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia a ser iniciada até 2013. Estas são as primeiras áreas declaradas comerciais pela Empresa.

A Petrobras iniciou, em 28 de junho, o TLD na área de Aruanã, no pós-sal da porção sul da Bacia de Campos. Os testes de formação apontaram a ocorrência de óleo de 27 °API e volumes recuperáveis em torno de 280 milhões de barris de óleo.

A OGX anunciou, em 20 de junho, ter concluído a perfuração do poço horizontal 9-OGX-44HP-RJS, no bloco BM-C-39, na Bacia de Campos e observou condições excelentes de produtividade com potencial produtivo de 40 mil barris por dia de óleo 23° API.

O grupo de energia britânico BG Group dobrou sua estimativa média de reservas no Brasil: são seis bilhões de barris de óleo. A projeção foi feita após novas avaliações quanto aos interesses minoritários detidos pelo grupo em cinco blocos na Bacia de Santos.

As empresas privadas projetam investir US\$ 36 bilhões no período 2011-2015 para explorar e produzir petróleo no País. Os números, informados pelo IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis), mostram que os recursos terão um acréscimo de 20%, quando comparados ao período 2010-2014 (US\$ 30 bilhões).

## EXPLORAÇÃO

Dos 217 poços exploratórios concluídos até junho de 2011, 68 resultaram em notificações de indícios de hidrocarbonetos e 21 atingiram o horizonte do Pré-Sal. Destas notificações (27 em terra e 41 em mar), 48 foram de petróleo, 14 de petróleo e gás associado e 6 de gás natural. Este número é inferior ao total do mesmo período de 2010, quando ocorreram 79 notificações.

As 27 notificações de descobertas em terra localizaram-se nas seguintes bacias: Recôncavo (9), Sergipe/Alagoas (9), Espírito Santo (5), Parnaíba (2) e São Francisco (1). As demais 41 notificações no mar situaram-se nas bacias de Campos (27), Santos (6), Espírito Santo (4), Pará/Maranhão (2) e Sergipe/Alagoas (1).

As empresas privadas informaram 40% das notificações (50% em terra e 50% em mar) e a Petrobras 60% (40% em terra e 60% no mar).

A ANP recebeu até junho de 2011 as Declarações de Comercialidade dos Campos de Tiziu e Patativa (Bacia de Potiguar) e de Tapiranga Norte (Bacia do Recôncavo), pertencentes à Petrobras; de Gavião Azul e Gavião Real (Bacia do Parnaíba), pertencentes à OGX; e, de Uirapuru do Sudoeste e Trovoada (Bacia do Recôncavo), pertencentes à Petrosynergy.

EXTENSÃO DAS ATIVIDADES DE E&P				
Blocos em Exploração (jun/11)	Campos em Período de Produção * (mai/11)	Área de Contrato (km2) (abr/11**)	Área Efetiva das Bacias Sedimentares (km2)	% Área Concedida/Área Efetiva
334	433	341.790,00	2.810.484	12,16%
Agentes Econômicos				
Grupos Empresariais atuando em E&P no Brasil (ian/11)	Nacionais	Estrangeiros		
74	38	36		

\* Campos na Fase de Produção nas etapas de desenvolvimento ou produção

\*\* Apenas área concedida com contrato (Concessão e Cessão Onerosa)

## PRODUÇÃO

A produção de petróleo no Brasil em junho/2011 foi de 2,23 milhões de barris/dia, sendo aproximadamente 3,4% maior do que a do mês anterior, e 4,73% superior à de junho de 2010.

A produção nacional de gás natural, também em junho/2011, foi de 67,3

milhões de m<sup>3</sup>/dia, sendo em torno de 6,9% superior ao mesmo mês em 2010 e 0,9% maior do que a de maio de 2011. Dessa forma, a produção de petróleo e gás em junho/2011 ficou em torno de 2,56 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/dia), o que ultrapassa os 2,49 milhões de boe/dia registrados em maio do mesmo ano. Considerando-se apenas as Concessões na Fase de Produção, o aproveitamento de gás natural no mês foi de 94,5%;

Nos meses de maio e junho de 2011 dois campos iniciaram a produção no País. São eles: Mosquito Norte (Bacia Espírito Santo) e Mexilhão (Bacia de Santos).

Até o mês de abril, dos 403 Campos existentes, 322 estavam em produção efetiva (241 em terra e 85 no mar) e 77 estavam na etapa de

desenvolvimento da produção, dos quais 44 em terra e 33 no mar.

Dos 7 poços produzindo a partir de reservatórios do Pré-Sal, 6 estão entre os 30 mais produtivos do País, dos quais 3 localizam-se na Bacia de Santos e respondem pela metade da produção na nova área exploratória, e 4 estão na Bacia de Campos.

O campo de Roncador foi o maior produtor de petróleo e o de Rio Urucu o maior produtor de gás natural, no mês de maio/2011. Em torno de 92,2% da produção de petróleo e gás natural são provenientes de campos operados pela Petrobras. Do total produzido no País, provém de campos marítimos aproximadamente 91,4% da produção de petróleo e 74,1% da produção de gás natural.

A produção das bacias maduras terrestres (campos e TLDs nas Bacias do Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo, Sergipe e Alagoas) foi de 179,4 mil boe/dia. Deste total, 3,1 mil boe/dia foram produzidos por concessões não operadas pela Petrobras.

A produção do Pré-Sal em junho de 2011 foi de 129,6 mil barris/dia de petróleo e 3,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural, totalizando 154,2 milhões de boe/dia, um aumento de 1,3% em relação ao mês de maio.

O grau API médio do petróleo produzido no mês de junho foi de 23,8°.

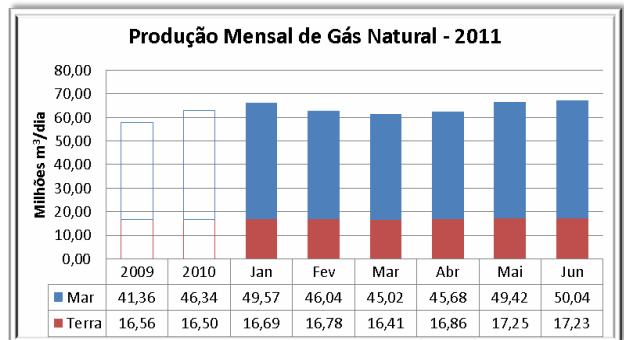
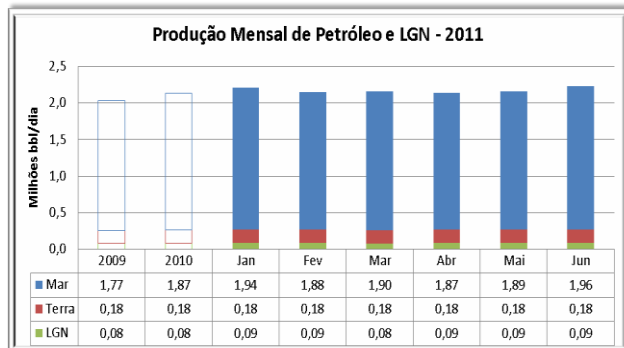
A produção oriunda das bacias maduras terrestres (campos/TLDs das bacias do Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo, Sergipe e Alagoas) foi de 179,4 mil boe/dia, sendo 146,1 mil barris/dia de petróleo e 5,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural. Do total em terra, 3,1 mil boe/dia foram produzidos por concessões não operadas pela Petrobras, localizadas nos estados de Alagoas (442,4 boe/dia), Bahia (1.304,0 boe/dia), Espírito Santo (33,9 boe/dia), Rio Grande do Norte (1.269,8 boe/dia) e Sergipe (96,7 boe/dia).

O Campo de Peregrino, operado pela Statoil, após três meses do início da produção, já figura entre os 20 maiores campos produtores de petróleo no País. Dos 20 maiores campos produtores de petróleo e gás natural, em barris de óleo equivalente, três são operados por empresas estrangeiras (Frade/Chevron, Ostra/Shell e Peregrino/Statoil).

Em maio houve aumento de 39,6% na queima de gás em relação a abril de 2011. Os principais motivos para esse aumento foram a retomada da produção do teste de longa duração (TLD) de Guará (BM-S-9), o início da

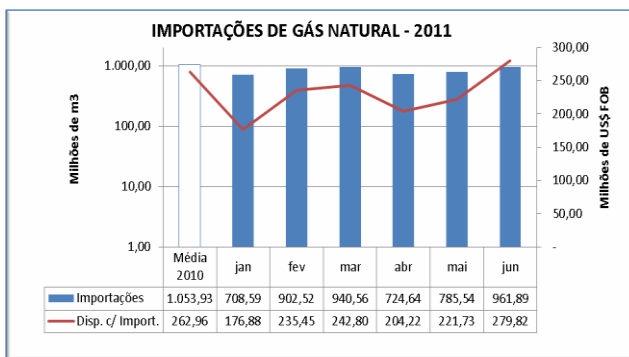
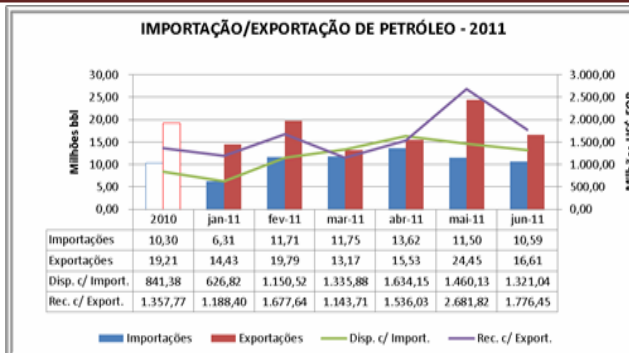
produção de Lula Nordeste no final de abril e problemas no sistema de compressão da FPSO do Campo Marlim Leste. Quando comparado ao mesmo mês de 2010, houve redução de 43,8%.

Houve redução de 22,8% na queima de gás natural em junho de 2011, em comparação ao mesmo mês em 2010. Em relação a maio de 2011, houve aumento de 11,7%. Os principais motivos para o aumento foram a retomada da produção do teste de longa duração (TLD) do bloco SOL-T-171, na Bacia do Solimões e problemas no sistema de compressão da plataforma P-50, no campo de Albacora Leste.



### IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO

A balança comercial brasileira de petróleo bruto apresentou um superávit de 32,9% no primeiro semestre de 2011, mantendo, praticamente, o mesmo crescimento se comparado ao semestre de 2010. Já o dispêndio com as importações de gás natural teve um acréscimo de 21,8 % no volume importado, motivado pelo aumento do consumo termelétrico.



### PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Nos primeiros cinco meses de 2011, o acumulado da arrecadação a título de Royalties e Participação Especial (PE) por parte da União, Estados e Municípios teve um decréscimo de 0,67% em relação ao mesmo período de 2010. Os Royalties tiveram um acréscimo de 20,8% nos valores pagos aos entes federativos e a União, e a PE um decréscimo de 13%. Esses decréscimos se devem à variação cambial e ao preço dos hidrocarbonetos no período.

Participações Governamentais (R\$) em 2011														
Royalties														
Beneficiários	2010	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
União	2.807.075,82	248.027,66	279.932,97	284.906,39	265.284,78	318.551,12								1.396.722,92
Estados	2.942.143,42	259.165,72	291.643,39	296.595,22	278.233,26	334.605,95								1.460.153,54
Municípios	3.356.950,11	295.554,93	333.533,08	338.782,09	316.233,62	379.886,86								1.663.980,58
<b>TOTAL</b>	<b>9.106.169,35</b>	<b>802.748,31</b>	<b>909.099,44</b>	<b>920.193,70</b>	<b>859.761,66</b>	<b>1.033.053,93</b>								<b>4.520.857,04</b>
Participação Especial														
Beneficiários	2010	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
União	5.835.005,5	4.112,74	1.292.118,84	1.506,34	1.418,50	1.602.377,77								2.901.539,89
Estados	4.668.004,4	3.290,19	1.033.695,07	1.204,91	1.134,80	1.141.989,83								2.181.308,80
Municípios	1.167.001,1	822,55	255.285,92	301,23	283,70	281.050,70								537.744,10
<b>TOTAL</b>	<b>11.670.010,9</b>	<b>8.225,49</b>	<b>2.584.237,67</b>	<b>3.012,28</b>	<b>2.836,99</b>	<b>3.025.412,30</b>								<b>5.623.724,79</b>
Variáveis Mensais														
Variáveis	Média 2010	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média 2011
Preço Petróleo (R\$/m3)	792,85	895,51	963,03	1.042,34	1.090,94	1.078,67								1.014,10
Preço Petróleo (US\$/bbl)	71,72	85,05	91,84	99,99	109,30	106,35								101,89
Brent Dated (US\$/bbl)	78,97	96,54	103,76	114,50	123,40	114,56								114,08
Preço Gás Natural (R\$/100 m³)	497,26	484,94	466,16	454,64	460,57	474,15								468,09
Taxa Câmbio (R\$/US\$)	1,76	1,67	1,67	1,66	1,59	1,61								1,63

MME/SPG/DEPG

## BOLETIM DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

depg@mme.gov.br

Número 06 – maio-jun/2011

As informações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural presentes neste boletim são relativas ao período de **maio e junho de 2011**, e têm como fonte a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.

Quadro Resumo	Petróleo				Gás Natural			
	Unid.	2009	2010	Δ%	Unid.	2009	2010	Δ%
1. Reservas Provasdas	Bilhões de barris	12,85	14,25	10,9	Bilhões de m³	366,5	423,0	15,4
2. Produção (inclui LGN)	Milhões de m³/dia	2,029	2,137	5,3	57,9	62,8	8,5	
3. Consumo*		1,896	1,844	- 2,7	68,9	85,4	24,0	
4. Importação		0,393	0,338	- 13,9	22,9	34,5	48,0	
5. Exportação		0,526	0,631	19,9				
6. Oferta de Gás Nat. Nacional					22,1	28,0	26,7	
7. Oferta de Gás Nat. Importado				22,3	33,6	50,6		
7. Relação Reserva/Produção	Anos	17,4	18,3	5,2	Anos	21,8	22,7	4,1

\*gás: Inclui consumo direto do produtor, nas unidades de E&P, UPGNs e transporte petróleo: óleo cru+LGN

### FATOS RELEVANTES

As duas primeiras empresas privadas brasileiras a entrarem na exploração de petróleo no Pré-Sal, a estreante Barra Energia do Brasil e a Queiroz Galvão, pagaram US\$350 milhões à Shell Brasil, subsidiária da Royal Dutch Shell, pela compra dos 20% de participação que a petrolífera detinha no bloco BM-S-8, em águas ultraprofundas no Pré-Sal da Bacia de Santos.

Com a execução de Testes de Longa Duração no Pré-Sal, a Bacia de Santos teve um salto de produção e passou a ser a segunda principal produtora do País (atrás apenas da Bacia de Campos). Em fevereiro, Santos era a quinta. De lá para cá, a produção deu um salto de 106%.

No mês de junho de 2011, a produção de petróleo dos campos não operados pela Petrobras atingiu a marca de 200 mil barris por dia (bpd). Deste total, Shell, Chevron, Statoil e BP Energy produziram, juntas, em torno de 197 mil bpd, tendo a Shell contribuído com 84 mil bpd, a partir dos campos de Ostra, Argonauta, Bijupirá e Salema.

O consórcio Repsol Sinopec (35% - operadora), Statoil (35%) e Petrobras (30%) anunciou a descoberta de Gávea como sendo a principal realizada no horizonte do Pré-Sal na Bacia de Campos. O poço, localizado a 190 quilômetros da costa do Rio de Janeiro, foi perfurado em águas de 2.708 metros e atingiu a profundidade final de 6.851 metros, encontrando dois níveis de petróleo de boa qualidade.

A ANP lançou licitação no mês de maio para adquirir estudos sísmicos 3D para uma nova área localizada cerca de 100 quilômetros ao norte do Campo de Lula. Levantamento sísmico 2D, realizado recentemente na área denominada Alto de Cabo Frio, apontou elevado potencial de reservas de petróleo e gás no horizonte do Pré-Sal.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis – SPG

Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural – DEPG