

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	20	16	20			-	56
Sondas Marítimas	66	22	32	38	40	46	47	24	13	17			-	65
TOTAL	127	41	64	68	71	81	87	44	29	37			-	121
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	14	7	8	4			52
	Mar	118	3	3	9	3	8	6	13	9	4			58
Desenvolvimento	Terra	497	6	12	14	36	25	29	31	23	20			196
	Mar	149	4	6	3	8	7	10	5	6	1			50
TOTAL	862	17	27	31	47	44	59	56	46	29			-	356
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	6	4	4				41
Mar	84	6	6	6	11	4	8	8	3	2				54
Total	149	15	7	10	15	11	10	14	7	6				95
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	0	0	0				7
Campos Marginais	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0
Novos campos provisórios	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0
Anexações a Campos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0
TOTAL	30	0	0	2	4	1	0	0	0	0				7

*Sondas atuando em perfurações de novos poços.

A russa TNK-BP comprou 45% dos direitos de exploração de petróleo e gás em 21 blocos da HRT, localizados na Bacia do Solimões, de acordo com nota divulgada no dia 18 de julho pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM). O início de produção dos campos da empresa na Bacia do Solimões é estimada para 2012. A TNK-BP é a terceira maior produtora de petróleo da Rússia, com receitas de US\$ 40 bilhões no ano passado e valor de mercado próximo a US\$ 35 bilhões.

A OGX Maranhão, empresa formada pela OGX e pela MPX, adquiriu, em 12 de setembro, 50% de participação no bloco exploratório terrestre PN-T-102 na Bacia do Parnaíba, interior do estado do Maranhão. A participação foi adquirida junto às companhias Imetame Energia S.A., DELP Engenharia Mecânica Ltda. e Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda., que permanecem com participação no bloco de 16,67%, 16,665% e 16,665%, respectivamente. Com esta aquisição, a OGX Maranhão passou a ser a operadora do bloco.

EXPLORAÇÃO

Dos 110 poços exploratórios concluídos até setembro de 2011, 95 resultaram em notificações de indícios de hidrocarbonetos e 28 atingiram o horizonte do Pré-Sal. Destas notificações (41 em terra e 54 em mar), 66 foram de petróleo, 17 de petróleo e gás associado e 12 de gás natural. Este número é inferior ao total do mesmo período de 2010, quando ocorreram 114 notificações.

As 41 notificações de descobertas em terra localizaram-se nas seguintes bacias: Recôncavo (10), Sergipe/Alagoas (9), Espírito Santo (8), Parnaíba (4), São Francisco (3), Solimões (3) e Potiguar (4). As demais 54 notificações no mar situaram-se nas bacias de Campos (36), Santos (10), Espírito Santo (5), Pará/Maranhão (2) e Sergipe/Alagoas (1).

Do total de notificações de descobertas, até setembro de 2011, 55% delas foram feitas por empresas privadas (44% em terra e 63% em mar), enquanto a Petrobras foi responsável pelos demais 45% (56% em terra e 37% no mar).

PRODUÇÃO

As produções médias de petróleo e de gás natural no Brasil, nos meses de julho, agosto e setembro, foram de, respectivamente, 2,16, 2,14 e 2,18 mil bpd de petróleo e de 66,9, 66,5 e 65,6 milhões m³/dia de gás natural. Da produção de setembro, 113,1 mil bpd de óleo e 3,5 milhões de m³/dia de gás foram produzidos a partir de poços do Pré-Sal.

Comparando-se as produções dos nove primeiros meses de 2011, com igual período de 2010, a produção de petróleo foi 2,2% maior e a de gás natural 5,8%.

Entre os meses de julho, agosto e setembro, 24 Testes de Longa Duração (TLDs) estavam em execução (8 em mar e 16 em terra).

Considerando-se apenas as Concessões na Fase de Produção, o aproveitamento de gás natural no mês de setembro foi de 92,7%.

EXTENSÃO DAS ATIVIDADES DE E&P				
Blocos em Exploração (nov/11)	Campos em Período de Produção* (ago/11)	Área de Contrato (km2) (set/11**)	Área Efetiva das Bacias Sedimentares (km2)	% Área Concedida/Área Efetiva
337	408	313.062,83	2.810.484	11,14%
CONCESSIONÁRIOS DE E&P				
Concessionários de E&P no Brasil (ago/11)	Nacionais	Estrangeiros		
79	39	40		

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

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

No mês de setembro, dos 408 Campos existentes, 330 encontravam-se em produção efetiva (244 em terra e 86 no mar) e 78 na etapa de desenvolvimento da produção (45 em terra e 33 no mar).

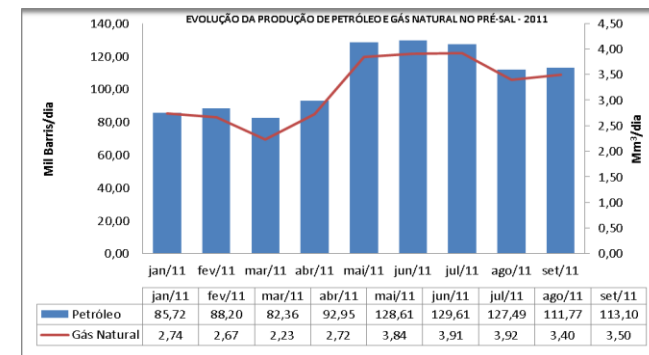
O campo de Roncador foi o que apresentou a maior produção de petróleo e o de Rio Urucu a maior produção de gás natural, no mês de setembro.

A produção dos campos marítimos correspondeu a 91,1% do petróleo e 73,9% do gás natural produzido no País.

A produção das bacias maduras terrestres (campos e TLDs nas bacias do Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo, Sergipe e Alagoas) foi de 180,0 mil barris de óleo equivalente por dia (boe/dia), sendo 147,9 mil bpd de petróleo e 5,1 milhões de m³/d de gás natural. Deste total, 3,3 mil boe/dia foram produzidos por concessões não operadas pela Petrobras, localizadas nos estados de Alagoas (439,9 boe/dia), Bahia (1.115,8 boe/dia), Espírito Santo (29,0 boe/dia), Rio Grande do Norte (1.631,1 boe/dia) e Sergipe (87,4 boe/dia).

A produção do Pré-Sal em setembro de 2011 foi de 113,1 mil bpd de petróleo (ante 127,5 em julho e 111,8 em agosto) e 3,5 milhões de m³/dia de gás natural (3,9 em julho e 3,4 em agosto), totalizando 135,0 mil boe/dia.

A produção de petróleo nos campos do Pré-Sal operados pela Petrobras, ainda no mês de setembro, atingiu 129 mil barris diários, oriundos de apenas sete poços. Apenas três dos poços em blocos da Bacia de Santos são responsáveis por 59 mil bpd dessa produção, enquanto os demais 70 mil provêm de cinco poços localizados na Bacia de Campos. A produção no Pré-Sal está sendo feita por meio dos TLDs, realizados pela companhia para melhor conhecimento dos reservatórios. O TLD do campo de Lula Nordeste tem atingido a média de 15 mil barris diários, enquanto que em Lula um único poço produz 29 mil bpd. No Campo de Guará, a produção é de 15 mil bpd.

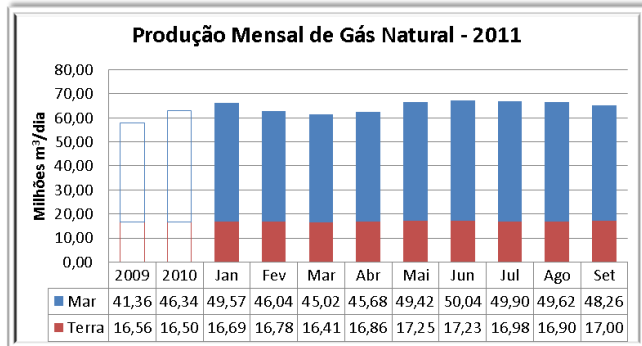
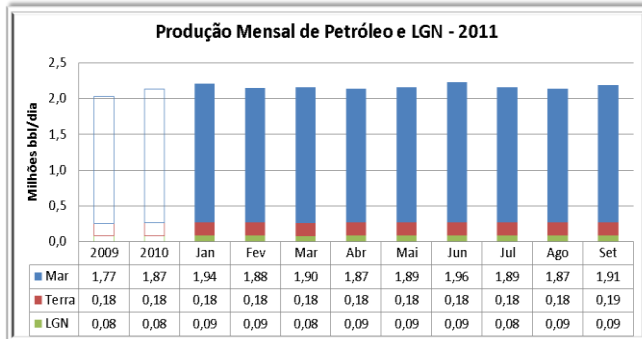


O grau API médio do petróleo produzido no mês de setembro foi de 23,8°.

Dos 20 maiores campos produtores de petróleo e gás natural, em barris de óleo equivalente, três são operados por empresas estrangeiras (Frade/Chevron – 8º, Ostra/Shell – 10º e Peregrino/Statoil – 16º).

Em setembro/2011, houve aumento de 19,9% na queima de gás em relação a mês de agosto/2011. O principal motivo para esse aumento relaciona-se aos trabalhos de comissionamento na plataforma P-56, no Campo de Marlim, na Bacia de Santos. Quando comparado ao mesmo mês de 2010, houve redução de 16,9%.

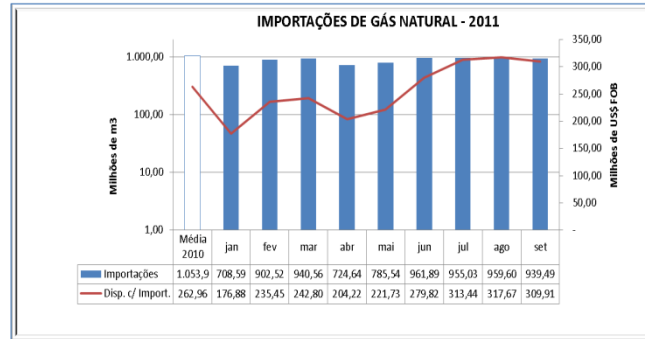
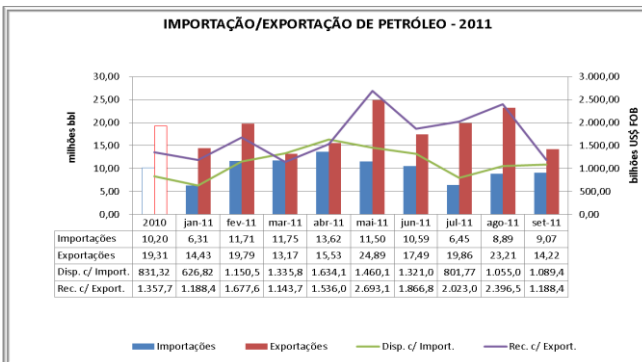
A produção de petróleo no Brasil, em setembro/2011, foi realizada por meio de 8.991 poços.



IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO

A balança comercial brasileira de petróleo bruto apresentou um superávit de 21,9% até setembro. O dispêndio com importação neste mesmo período teve um acréscimo de 34,8%, devido ao aumento do preço do petróleo (o valor médio no período passou de US\$ 80,9 para US\$ 116,23 – FOB), apesar de o volume importado ser 6,7% menor.

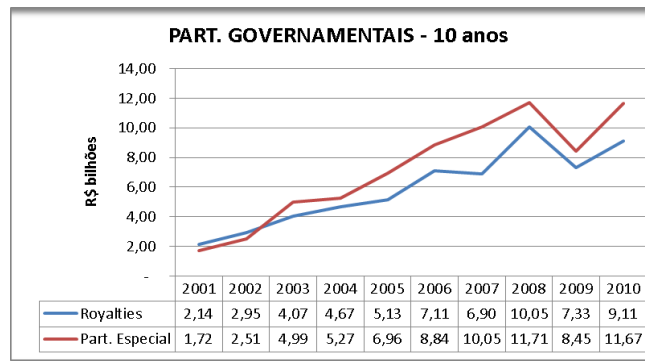
O Gás Natural teve um acréscimo no dispêndio com importação de 7,9% (setembro 2010/2011), mesmo sendo o volume importado 10,9% menor.



PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Até setembro de 2011, o acumulado da arrecadação de Royalties e Participação Especial (PE) por parte da União, Estados e Municípios teve um acréscimo de 11,2% em relação ao mesmo período de 2010. Os Royalties tiveram um acréscimo de 26,0% nos valores pagos aos entes federativos e a União e a PE um acréscimo de 0,4%. Esses acréscimos se devem à elevação dos preços do petróleo e ao aumento da produção.

Participações Governamentais (R\$) em 2011														
Beneficiários	Royalties													
	2010	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ag	Set	Out	Nov	Dez	Total
União	2.807.075,82	148.027,66	279.932,67	284.906,39	265.294,78	318.561,12	316.946,76	330.724,01	317.955,26	316.512,76				2.878.861,71
Estados	2.942.143,42	239.165,72	291.643,38	296.505,22	278.233,26	334.605,95	332.795,54	340.495,38	326.547,88	326.334,05				2.786.327,20
Municípios	3.356.959,11	295.554,93	333.523,08	338.782,09	316.233,62	379.886,06	376.622,37	370.190,62	396.869,37	371.516,38				3.179.179,32
TOTAL	9.106.169,35	682.748,31	905.099,14	920.193,70	859.761,67	1.033.450,13	1.026.364,67	1.041.410,01	1.041.372,51	1.014.363,99				8.944.368,23
Beneficiários	Participação Especial													
	2010	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ag	Set	Out	Nov	Dez	Total
União	5.835.005,5	4.112,74	1.292.118,84	1.508,14	1.418,50	1.602.377,77	1.567,10	1.456,37	1.794.530,53	1.482,06				4.699.113,68
Estados	4.668.004,4	3.290,19	1.033.695,07	1.204,91	1.134,80	1.141.983,83	1.253,68	1.165,10	1.435.624,42	1.185,65				3.619.372,55
Municípios	1.167.001,4	822,55	255.285,92	301,23	283,70	281.050,70	313,42	2.912,27	358.906,11	296,41				897.260,04
TOTAL	11.670.010,9	8.225,49	2.584.237,67	3.012,28	2.836,99	3.025.412,30	3.124,20	0,00	3.589.061,06	2.964,12				9.218.884,11
Variáveis Mensais														
Variáveis	Médo 2010	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ag	Set	Out	Nov	Dez	Médo 2011
Preço Petróleo (R\$/m³)	792,85	895,51	963,03	1.042,34	1.090,94	1.078,67	1.038,82	1.032,39						1.000,24
Preço Petróleo (US\$/bb)	71,72	85,05	91,84	99,99	109,39	106,35	104,12	105,01						102,78
Brent Dated (US\$/bb)	78,97	96,54	103,76	114,50	123,49	114,56	114,04	116,89						114,54
Preço Gás Natural (R\$/100 m³)	497,26	484,94	466,16	454,64	460,57	474,15	472,05	465,52						468,15
Taxa Câmbio (R\$/US\$)	1,76	1,67	1,67	1,66	1,59	1,61	1,59	1,56						1,61



MME/SPG/DEPG
BOLETIM DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL
 depg@mme.gov.br
 Número 07 – jul/ago/set/2011

As informações sobre Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural constantes deste boletim são relativas aos meses de **julho, agosto e setembro de 2011**, tendo como principal 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 Provadas	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	Milhões de m³/dia	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

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

FATOS RELEVANTES

A Petrobras concluiu, em julho, a perfuração do segundo poço de extensão da área de Guará, localizado no Pré-Sal da Bacia de Santos, que comprovou as boas condições de reservatório e sua continuidade lateral. Este poço, informalmente conhecido como Guará Sul, foi perfurado a 5,7 km ao sul do poço pioneiro descobridor, situando-se em lâmina d'água de 2.156 m e a 315 km do litoral do estado de São Paulo.

A Shell Brasil vendeu, no mês de julho, sua participação de 20% no bloco BM-S-8, na Bacia de Santos, onde está o prospecto Bem-te-vi, para as brasileiras Queiroz Galvão Exploração e Produção (QGEP) e Barra Energia, encerrando sua presença neste bloco. A empresa anglo-holandesa continua, porém, com a participação de 80% no bloco BM-S-54, do Pré-Sal da Bacia de Santos, onde possui 80% em sociedade com a Total (20%).

A BP iniciou, em 19 de julho, sua primeira campanha de perfuração no offshore brasileiro. O poço 3-BP-4-ESS está sendo perfurado no bloco C-M-61, no Pré-Sal da parte capixaba da Bacia de Campos.

A OGX recebeu do IBAMA, em 16 de setembro, a Licença Ambiental de Instalação para o Teste de Longa Duração (TLD) e Desenvolvimento da Produção de Waimea, no bloco BM-C-41, na Bacia de Campos.

A Petrobras confirmou, em 22 de setembro, a presença de acumulações de petróleo e gás em águas ultraprofundas da Bacia de Sergipe-Alagoas, após conclusão de poço no bloco SEAL-M-426. Trata-se do primeiro projeto exploratório em águas ultraprofundas na parte sergipana desta Bacia. O poço, conhecido informalmente como Barra, está localizado em lâmina d'água de 2.311 metros, a 58 km da costa do estado de Sergipe e a 90 km da cidade de Aracaju. As informações obtidas são suficientes para confirmar a descoberta de uma nova província petrolífera na região.