

A OGX anunciou, em junho, depois de aproximadamente cinco meses de operação do Teste de Longa Duração (TLD) no Campo de Tubarão Azul, que definiu a vazão ideal de 5 mil barris de óleo equivalente por dia por poço para os dois primeiros poços nesse estágio inicial, ainda sem injeção de água. Desde o início do TLD, os poços OGX-26HP e OGX-68HP foram testados com vazões que variaram de 4 a 18 mil barris de óleo equivalente por dia, que permitiram à Empresa um melhor entendimento do modelo do reservatório. Ao longo dos próximos 12 meses, mais dois poços produtores e dois poços de injeção de água serão interligados ao FPSO OSX-1, de maneira a aumentar gradativamente a produção de óleo neste campo, cujo Plano de Desenvolvimento foi protocolado em 1º de junho de 2012 na ANP.

EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO

A quantidade de sondas perfurando novos poços em terra e em mar aumentou em 1%, se comparado ao bimestre anterior, as quais concluíram a média de 52 poços mensais neste bimestre.

Sondas de Perfuração em Atividade*														
Tipo da Sonda	Média 2011	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2012
Sondas Terrestres	49	64	63	80	85	83	80							76
Sondas Marítimas	60	62	62	65	68	71	66							66
TOTAL	109	126	125	145	153	154	146							142

*Sondas atuando em perfurações de novos poços.

Número de Poços Perfurados (Concluídos) - 2012														
Tipo do Poço	2011	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	TOTAL
Exploratório	Terra	101	10	11	11	13	9							65
	Mar	131	9	8	9	11	7							55
Desenvolvimento	Terra	315	41	25	27	31	27	19						170
	Mar	93	7	6	9	7	14	4						47
TOTAL	640	67	50	56	60	65	39							337

As notificações de descoberta no bimestre maio-junho foram 14,8% superiores ao bimestre anterior e 20,3% maiores que no mesmo período de 2011. Foram notificadas, neste período, 83 descobertas, sendo 37 em terra e 46 em mar. Destas, 51 foram de petróleo, 18 de gás e 14 de petróleo e gás natural. As bacias com as maiores notificações foram: em terra - Recôncavo (11), Potiguar (10) e São Francisco (8) e no mar - Campos (24), Santos (9) e Pará/Maranhão (5).

Notificações de Descobertas (Índices de Hidrocarbonetos) - 2012														
Localização	2011	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	TOTAL
Terra	60	4	6	8	6	7	6							37
Mar	79	6	9	4	9	7	11							46
Total	139	10	15	12	15	14	17							83

No bimestre em referência foi enviado à ANP apenas a Declaração de Comercialidade do Campo de Tubarão Azul, na Bacia de Campos, pertencente à OGX.

Declarações de Comercialidade - 2012														
Tipo	2011	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	TOTAL
Novos Campos	9		2		3	1								6
Campos Marginais														0
Novos campos provisórios														0
Anexações a Campos														0
TOTAL	9		2		3	1								6

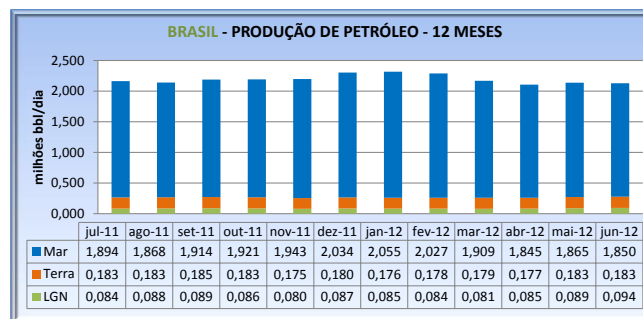
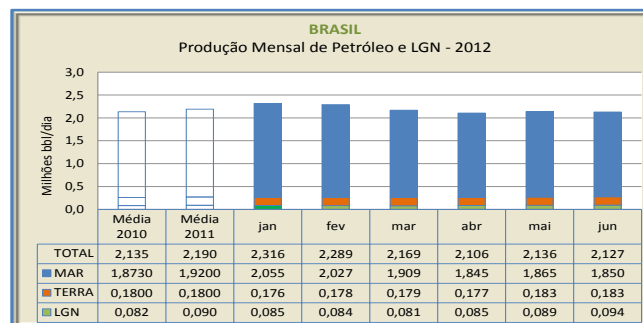
PRODUÇÃO

A produção média de petróleo dos campos em atividade no 3º bimestre foi 0,270% menor que no bimestre anterior. A produção média no 1º semestre de 2012 foi de 2,19 milhões de barris/dia, 0,64% superior a igual período de 2011. As paradas programadas para manutenção das plataformas P-48 (Caratinga) e P-53 (Marlim Leste), ambas na Bacia de Campos, foram as principais causas da citada queda na produção.

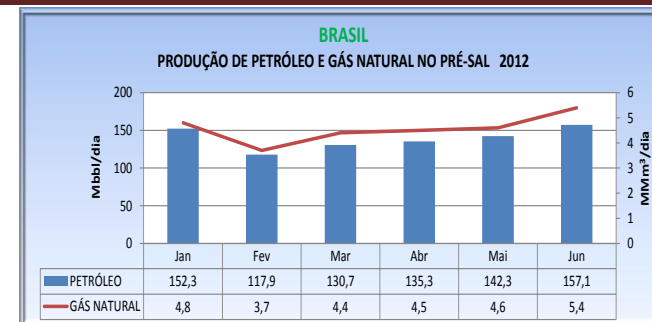
BRASIL - EXTENSÃO DAS ATIVIDADES DE E&P				
Blocos em Exploração (jun/12)	Campos em Período de Produção* (jun/12)	Área de Contrato (km2) (jun/12**)	Área Efetiva das Bacias Sedimentares (km2)	Área Concedida/Área Efetiva (%)
307	416	326.706,41	2.810.484,00	11,62%

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

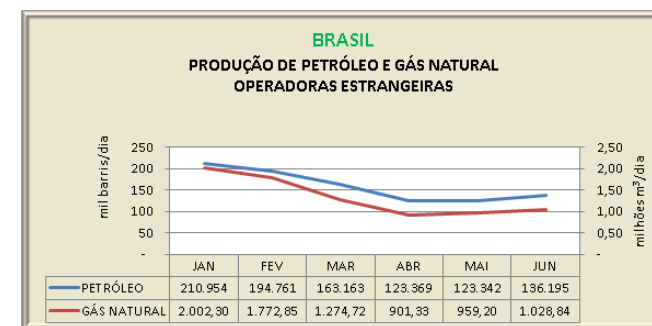
** Apenas área concedida com contrato (Concessão e Cessão Onerosa)



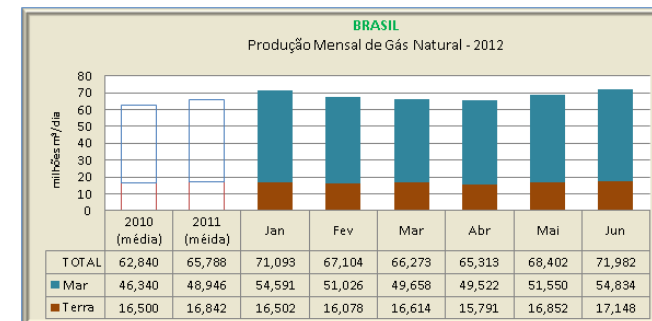
As produções médias de petróleo e de gás natural na área do Pré-Sal, no 3º bimestre, foram, respectivamente, de 149,7 mil barris/dia e 5,0 milhões de m³/dia, valores estes superiores em 12% ao bimestre anterior.

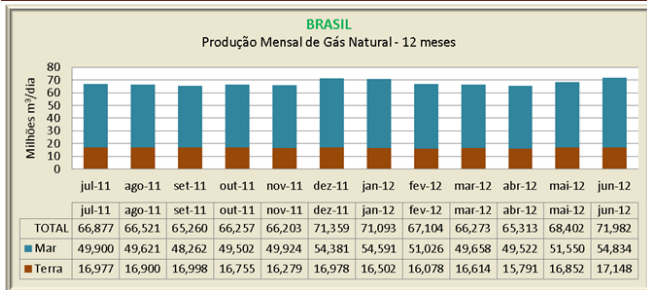


A produção média de petróleo das empresas estrangeiras no bimestre em foco foi de 129,8 mil barris/dia, 9% inferior à produção média do bimestre anterior. Essa produção equivale a 6% da produção nacional. A empresa inglesa Shell Brasil foi a maior produtora, com uma média mensal de 58,9 mil barris/dia no 3º bimestre.



A produção média de gás natural neste bimestre foi 6,7% superior ao bimestre passado, com uma média de 70,19 milhões de m³/dia. A produção média do mês de junho (71,98 milhões m³/dia) foi recorde nacional. A alta da produção, entre outros fatores, teve como causa a retomada das atividades no campo de Canapu, na Bacia do Espírito Santo (1,3 milhão m³/dia), após paralização de quatro meses, a elevação na produção dos campos de Lagosta e Merluza, após operações de manutenção realizadas na Plataforma de Merluza, e o aumento de 29% na produção do campo de Lula em junho, em comparação ao mês anterior.

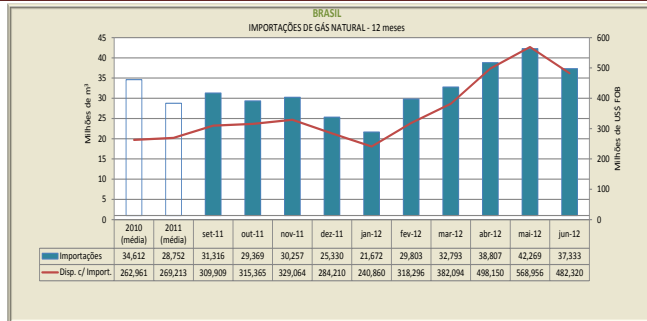




IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO

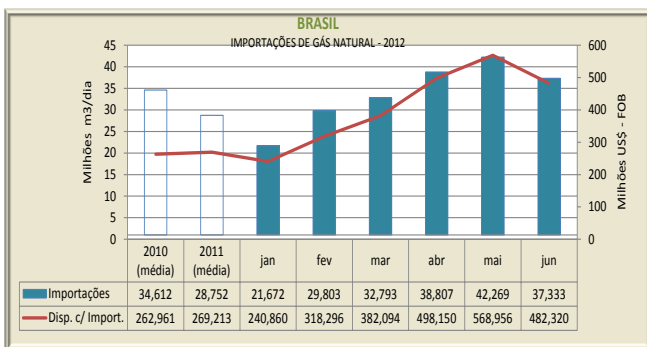
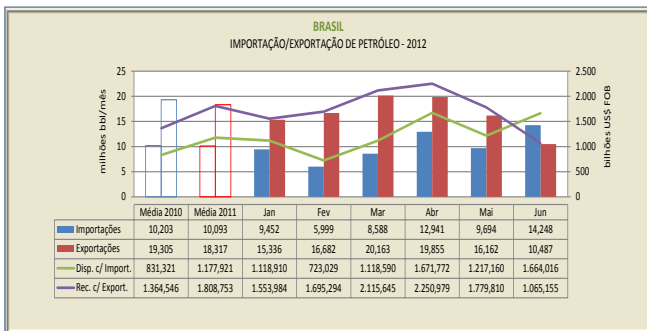
As importações de petróleo no 3º bimestre foram 11,1% maiores que no bimestre anterior. O acréscimo de junho, em relação ao mês anterior, foi de 47%.

Já as importações de gás natural tiveram aumento de 11,1% no 3º bimestre, quando comparado ao anterior, e elevação de 22,36% (média de 33,78 milhões de m³/dia), em comparação ao 1º semestre de 2011. O acréscimo no consumo foi motivado, principalmente, pelo aumento do despacho térmico.



PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

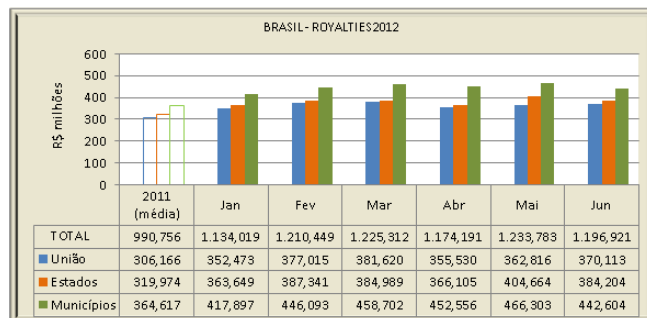
As participações governamentais cresceram 1,3% no 3º bimestre em relação ao bimestre anterior. Os royalties arrecadados pela União, Estados e Municípios, totalizaram no 4º bimestre R\$ 2,43 bilhões. As Participações Especiais somaram R\$ 4,153 bilhões. A elevação da arrecadação deve-se, principalmente, à valorização do barril de petróleo no mercado internacional.



Beneficiários	Royalties							
	2011 (média)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Total
União	306,166	352,473	377,015	381,620	355,530	362,816	370,113	2.199,567
Estados	319,974	363,649	387,341	384,989	366,105	404,664	384,204	2.290,952
Municípios	364,617	417,897	446,093	458,702	452,556	466,303	442,604	2.684,156
TOTAL	990,756	1.134,019	1.210,449	1.225,312	1.174,191	1.233,783	1.196,921	7.174,674

Beneficiários	Participação Especial							
	2011	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	
União	526,925	1,622	1.940,748	1,545	2.075,05	1,625	4.020,585	
Estados	421,637	1,297	1.552,598	1,236	1.660,04	1,300	3.216,468	
Municípios	783,063	0,324	0,388	0,309		415,01	0,325	416,356
TOTAL	1.731,625	3,243	3.493,734	3,091	0,000	4.150,090	3,251	7.653,408

Variáveis	Média 2011	Jan/12	Fev/12	Mar/12	abr/12	mai/12	Jun/12	Média
Preço Petróleo (R\$/m³)	1.060,17	1.164,65	1.181,00	1.283,20	1.303,96	1.315,29	1.183,29	1.238,57
Preço Petróleo (US\$/bbl)	100,77	103,50	109,31	113,67	111,81	105,33	91,84	105,91
Preço Dated (US\$/bbl)	111,27	110,58	119,55	125,33	119,53	120,10	94,84	114,99
Preço Gás Natural (R\$/10)	460,10	407,64	398,05	405,81	378,56	412,71	376,29	396,51
Taxa Câmbio (R\$/US\$)	1,67	1,79	1,72	1,79	1,85	1,99	2,05	1,87



MME/SPG/DEPG
BOLETIM DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL
 depg@mme.gov.br
 Número 11 – maio-jun 2012

INTRODUÇÃO

O quadro adiante contém um resumo das principais informações do setor para o ano de 2011, comparativamente a 2010. As demais informações sobre Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural constantes deste boletim são relativas aos meses de maio e junho de 2012. Os dados para elaboração dos gráficos e tabelas têm como fonte a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.

QUADRO RESUMO	Unid.	PETRÓLEO			Unid.	GÁS NATURAL		
		2010	2011	Δ%		2010	2011	Δ%
1. RESERVAS PROVADAS	Bilhões de barris	14,25	15,05	5,6%	Bilhões de m³	423,0	459,4	8,6%
Produção	Milhões de bbl/dia	2,137	2,192	2,6%	Milhões de m³/dia	62,8	65,9	4,9%
Consumo Aparente*	Milhões de bbl/dia	1,844	1,866	1,2%	Milhões de m³/dia	75,2	75,1	-0,1%
Importação	Milhões de bbl/dia	0,338	0,331	-2,1%	Milhões de m³/dia	34,5	28,5	-17,4%
Exportação	Milhões de bbl/dia	0,631	0,604	-4,3%	Milhões de m³/dia	4,57	4,0	-11,6%
Reinjeção de Gás	Milhões de bbl/dia				Milhões de m³/dia			
Relação Reserva/Produção	Anos	18,3	18,8	2,7%	Anos	23,03	22,9	-0,4%

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

FATOS RELEVANTES

A OGX apresentou à ANP, em maio, a declaração de comercialidade do 1º módulo de produção do Complexo de Waimea, denominado Campo de Tubarão Azul, pertencente ao bloco BM-C-41, em águas rasas da Bacia de Campos. O Plano de Desenvolvimento deste Campo estima um volume total recuperável de 110 milhões de barris de petróleo. A companhia detém 100% de participação nesse bloco.

A Petrobras informou, em junho, que novos dados obtidos com a perfuração do poço 4-SPS-86B (4-BRSA-971-SPS) no bloco BM-5-8, em águas ultraprofundas do Pré-Sal da Bacia de Santos, comprovam uma coluna contínua de 171 metros de petróleo com 32º API. A Petrobras é a operadora (66%) desse bloco, em parceria com a Petrogal (14%), Barra Energia (10%) e Queiroz Galvão (10%).

No terceiro poço perfurado na área da Cessão Onerosa, denominado 1-BRSA-1045-SPS (1-SPS-96) e localizado na área conhecida como Sul de Guará, no Pré-Sal da Bacia de Santos, a Petrobras informou, também em junho, a descoberta de petróleo de 27º API em reservatórios carbonáticos situados abaixo da camada de sal. Este poço descobridor está localizado na porção sul do Campo de Sapinhoá, em lâmina d'água de 2.202 metros, e a uma distância de 320 km do litoral do Estado de São Paulo.

A Shell comunicou, ainda em junho, que esperava concluir, em data próxima, o trabalho de análise dos dados sísmicos adquiridos na Bacia do São Francisco, para locação de seu primeiro poço exploratório na região. A empresa planeja iniciar a campanha de perfuração em 2013. O levantamento sísmico, efetuado com caminhões vibradores (*vibroseis*) no período de fevereiro a abril, assegurou a coleta de 1,1 mil km de dados 2D e marcou os primeiros trabalhos *onshore* da petroleira no Brasil. A Shell possui cinco blocos na área (SF-T-80, SF-T-81, SF-T-82, SF-T-83 e SF-T-93), adquiridos na 10ª Rodada de Licitações da ANP.