

O segundo poço perfurado pela Petrobras na área da Cessão Onerosa, em março, confirmou a presença de petróleo de 26º API, na área denominada Nordeste de Tupi, no Pré-Sal da Bacia de Santos.

A HRT O&G encaminhou à ANP, em março, notificação de descoberta de gás no poço 1-HRT-5-AM. O poço está localizado no município de Tefé, estado do Amazonas. Foram constatados reservatórios com dois intervalos portadores de gás com espessura líquida de 14,4 metros, ambos com boa porosidade e permeabilidade. A descoberta revelou a possibilidade da existência de uma nova província gasífera nos blocos SOL-T-191, 192, 169 e no sudoeste do bloco 170, reafirmando a vocação para gás na área da Bacia do Solimões.

A OGX elevou, no mês de março, sua participação nos blocos BM-C-37 e BM-C-38, de 50% para 70%, ambos localizados na Bacia de Campos. O percentual adicional foi adquirido da Maersk Oil, que passa a deter os 30% restantes. Com essa transação, a OGX passou a ser a operadora do bloco.

A Petrobras, a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e a Fundação Certi inauguraram, em março, a infraestrutura em tomografia computadorizada industrial do Laboratório de Metrologia e Automação (Labmetro). O tomógrafo será utilizado para a realização de projetos de pesquisa e desenvolvimento em soluções de medição e instrumentação avançadas para o setor petróleo e gás, como análise de rochas e de materiais compósitos. O equipamento será utilizado ainda no desenvolvimento de novas aplicações para a tomografia computadorizada industrial, assim como para a prestação de serviços tecnológicos para a indústria e a comunidade científica.

A OGX apresentou à ANP, em abril, a Declaração de Comercialidade da acumulação de Waikiki, cuja nova denominação será Campo de Tubarão Martelo, contida nos blocos BM-C-39 e BM-C-40, em águas rasas da Bacia de Campos. A OGX detém 100% de participação nesses blocos. Esta é a primeira declaração de comercialidade da companhia na Bacia de Campos.

A Petrobras anunciou, em abril, que concluiu a perfuração de poço exploratório localizado na área do plano de avaliação de Iara (informalmente conhecido como Iara Oeste), no Pré-Sal da Bacia de Santos. Os resultados obtidos, comprovados por meio de amostragens de petróleo com grau API entre 21º e 26º, demonstram o elevado potencial dos reservatórios do Pré-Sal nesta área. A Empresa é a operadora do consórcio (65%), em parceria com a BG Group (25%) e Petrogal Brasil/Galp Energia (10%).

A Repsol Sinopec confirmou, em abril, a descoberta de petróleo realizada no mês de fevereiro em águas profundas do bloco exploratório BM-C-33, localizado na Bacia de Campos. A empresa tem como sócias a Petrobras (30%) e a Statoil (35%).

Foi descoberta em abril pela Petrobras, uma nova acumulação de petróleo no poço 1-BRSA-925A RJS, informalmente chamado de Dolomita Sul, localizado ao norte do Campo de Lula, na Bacia de Santos. A descoberta confirma o potencial da região do Pré-Sal, fora dos limites das primeiras descobertas.

A ANP publicou, em abril, o primeiro Boletim Anual de Preços de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis nos Mercados Nacional e Internacional. Elaborado pela Coordenadoria de Defesa da Concorrência da Agência, este primeiro boletim trata de algumas questões-chave, como fatores

econômicos e geopolíticos, para o melhor entendimento do comportamento dos preços.

A HRT informou, em abril, que encaminhou à ANP a notificação de descoberta de óleo e gás no poço 1-HRT-6-AM, na Bacia do Solimões. Segundo a notificação, foram constatados indícios de hidrocarbonetos em dois intervalos de óleo, com espessura líquida de aproximadamente 4 e 8 metros, respectivamente. O poço 1-HRT-6-AM está localizado no município de Tefé, Estado do Amazonas.

EXPLORAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO

A quantidade de sondas perfurando novos poços em terra e em mar aumentou em 18,7%, se comparado ao bimestre anterior, sendo 30% em terra e 7,3% em mar, as quais concluíram 60 poços no mês de abril.

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									73
Sondas Marítimas	60	62	62	65	68									64
TOTAL	109	126	125	145	153									137

*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	11									43
	Mar	131	9	8	9	11									37
Desenvolvimento	Terra	315	41	25	27	31									124
	Mar	93	7	6	9	7									29
TOTAL		640	67	50	56	60									233

As notificações de descoberta neste bimestre foram 5% superiores ao primeiro bimestre de 2012. Até abril, elas foram 10,6% maiores em relação a igual período de 2011, tendo atingido 52 notificações, das quais 24 em terra e 28 em mar. Destas 52 notificações, 33 foram de petróleo, 10 de gás e 9 de petróleo e gás natural. As bacias com maior número de notificações foram: em terra - Potiguar (9), Recôncavo (7) e São Francisco (4) e no mar - Campos (15), Recôncavo (7) e Pará/Maranhão (3).

Notificações de Descobertas (Indícios de Hidrocarbonetos) - 2012														
Localização	2011	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	TOTAL
Terra	60	4	6	8	6									24
Mar	79	6	9	4	9									28
Total	139	10	15	12	15									52

Em abril, três Declarações de Comercialidade foram enviadas à ANP: Campos de Arribaça (Bacia Potiguar), de Tubarão Martelo (Bacia de Campos) e de Arapaçu (Bacia de Sergipe-Alagoas).

Declarações de Comercialidade - 2012														
Tipo	2011	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	TOTAL
Novos Campos	9	2		3										5
Campos Marginais														0
Novos campos provisórios														0
Anexações a Campos														0
TOTAL	9	2		3										5

A quantidade de blocos em exploração e a área de contrato diminuíram em cerca de 1%, quando comparados ao 1º bimestre de 2012.

BRASIL - EXTENSÃO DAS ATIVIDADES DE E&P				
Blocos em Exploração (abr/12)	Campos em Período de Produção* (abr/12)	Área de Contrato (km²) (abr/12**)	Área Efetiva das Bacias Sedimentares (km²)	Área Concedida/Área Efetiva (%)
319	409	331.639,90	2.810.484,00	11,80%

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

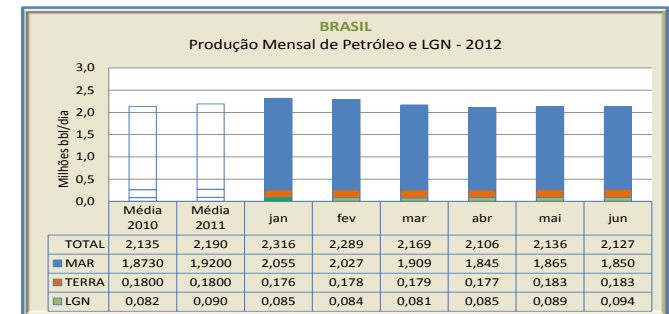
** Apenas área concedida com contrato (Concessão e Cessão Onerosa)

PRODUÇÃO

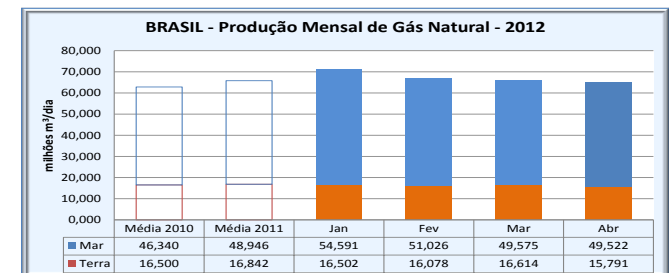
A produção média de petróleo no 2º bimestre de 2012 foi 7,36% inferior ao 1º, com uma produção média de 2,05 milhões de barris por dia. Nos quatro primeiros meses de 2012 essa produção foi 3,53% superior a igual período de 2011. Por outro lado, a produção em 2012 vem declinando mês a mês. À parte do declínio natural dos campos mais antigos e eventos circunstanciais em alguns poços, identificam-se alguns motivos relevantes que causaram esta constante queda nos últimos meses, tais como: a interrupção da produção do campo de Frade (cujas produção média em 2011 foi de 71,5 mil barris/dia), consequência do incidente ocorrido no final do ano passado; atraso na interligação de poços na P-57, campo de Jubarte; término do TLD de Aranuã, além de paradas programadas em algumas plataformas como FPSO Maersk Peregrino (campo de Peregrino), FPSO Fluminense (campos de Bijupirá e Salema) e P-51 na Bacia de Campos.

No Pré-Sal a produção média de petróleo no 2º bimestre foi de 133,0 mil barris/dia, com uma queda de 1,5% em relação ao anterior. Nos quatro primeiros meses de 2012 a produção média foi de 134,1 mil barris/dia.

As empresas operadoras estrangeiras que atuam na exploração e produção de petróleo no Brasil, produziram no bimestre março-abril, uma média de 143.266 barris/dia, o que corresponde a 7% da produção nacional nesse período. Essa produção é 29,4% inferior à produção do bimestre anterior, devido à parada de produção do Campo de Frade, que tem como operadora a empresa americana Chevron.



A produção de gás natural no bimestre março-abril foi de 131,59 milhões de m³/dia, 4,8% inferior ao bimestre janeiro-fevereiro. Essa diminuição na produção também foi motivada pelas paradas de manutenção em plataformas e ocorrências de problemas técnicos nas operações de campo.



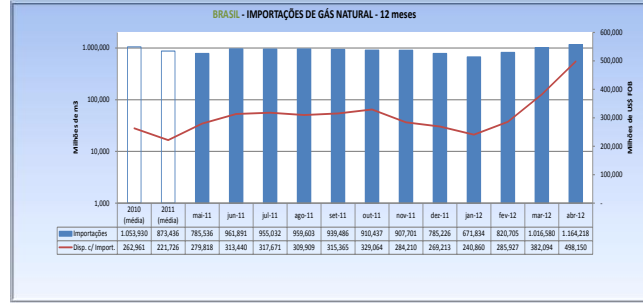
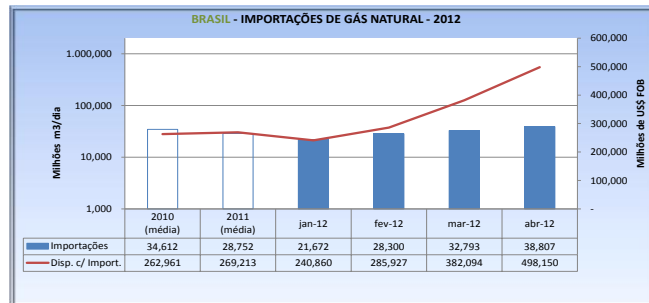
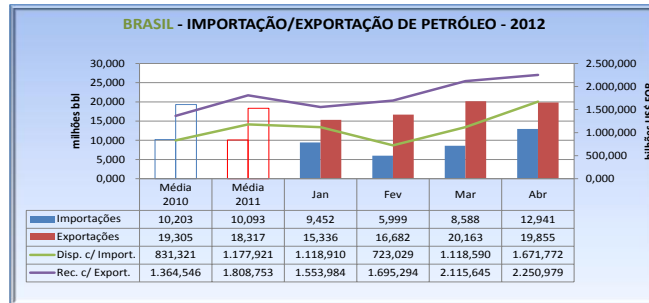
A produção média de gás no 2º bimestre das empresas estrangeiras foi de 1,088 milhão de m³/dia, 42,4% inferior ao bimestre anterior, motivada principalmente pela parada da produção no Campo de Frade.

IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO

As importações de petróleo no 2º bimestre foram 39,3% superiores ao bimestre anterior. O fato foi motivado pelo aumento do consumo de derivados, gasolina principalmente. Nos quatro primeiros meses de 2012, elas foram 14,8% menores a igual período de 2011. As importações brasileiras são feitas principalmente da Nigéria (60%), Arábia Saudita (15%) e Argélia (11%).

As exportações de petróleo nesse mesmo período elevaram-se m 24,9% se comparadas ao 1º bimestre, com uma média de 656,12 mil barris/dia. Esse comércio é feito principalmente para os Estados Unidos (35%), China (22%) e Índia (14%).

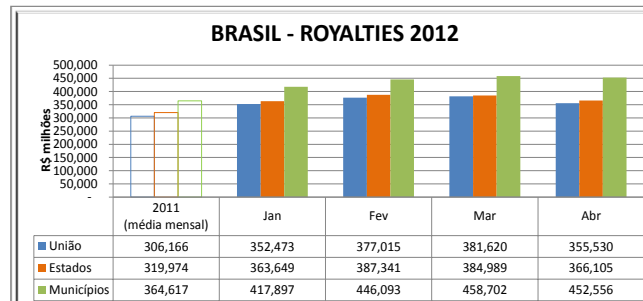
Já as importações de gás natural aumentaram 39,1% no 2º bimestre em relação ao 1º e 13,4%, quando comparado ao 1º quadrimestre de 2011. De janeiro a abril/2012 houve um acréscimo de 73,5% na importação, motivado pelo aumento do consumo para despacho térmico. Em 2012, até abril, foram importados uma média de 30,7 milhões de m³/dia.



PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

As participações governamentais aumentaram em 2,3% no 2º bimestre em relação ao 1º. Nos quatro primeiros meses de 2012 foram 35,5% superiores ao mesmo período de 2011. Os royalties arrecadados pela União, Estados e Municípios totalizaram, até abril, R\$ 4,74 bilhões e as Participações Especiais o total de R\$ 3,5 bilhões. A elevação da arrecadação deve-se principalmente à valorização do barril de petróleo no mercado internacional.

Participações Governamentais 2012 - R\$ milhões						
Beneficiários	Royalties					
	2011 (média)	Jan	Fev	Mar	Abr	Total
União	306,166	352,473	377,015	381,620	355,530	2.591,562
Estados	319,974	363,649	387,341	384,989	366,105	2.699,670
Municípios	364,617	417,897	446,093	458,702	452,556	3.153,941
TOTAL	990,756	1.134,019	1.210,449	1.225,312	1.174,191	8.445,173
Beneficiários	Participação Especial					
	2011	Jan	Fev	Mar	Abr	Total
União	526,925	1,622	1.940,748	1,545		4.020,585
Estados	421,637	1,297	1.552,598	1,236		3.216,468
Municípios	783,063	0,324	0,388	0,309		416,356
TOTAL	1.731,625	3,243	3.493,734	3,091	0,000	7.653,408
Variáveis Mensais						
Variáveis	Média 2011	jan/12	fev/12	mar/12	abr/12	Média
Preço Petróleo (R\$/m3)	1.060,17	1.164,65	1.181,00	1.283,20	1.303,96	1.249,62
Preço Petróleo (US\$/bbl)	100,77	103,50	109,31	113,67	111,81	108,72
Brent Dated (US\$/bbl)	111,27	110,58	119,55	125,33	119,53	119,02
Preço Gás Natural (R\$/10³ m³)	460,10	407,64	398,05	405,81	378,56	400,55
Taxa Câmbio (R\$/US\$)	1,67	1,79	1,72	1,79	1,85	1,83



MME/SPG/DEPG
BOLETIM DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL
 depg@mme.gov.br
 Número 10 – mar-abr 2012

INTRODUÇÃO

As informações sobre Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural constantes deste boletim são relativas aos meses de **março e abril** 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*		1,844	1,866	1,2%		75,2	75,1	-0,1%
Importação		0,338	0,331	-2,1%		34,5	28,5	-17,4%
Exportação		0,631	0,604	-4,3%		4,57	4,0	-11,6%
Reinjeção de Gás								
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 ANP concluiu, em março, estudos geológicos que revelam a existência de gás natural em várias bacias sedimentares do interior do Brasil. Os levantamentos executados demonstram o potencial de gás no Acre e em áreas do Mato Grosso que ainda não haviam sido pesquisadas. Segundo a Agência, esses levantamentos comprovam ainda que praticamente todo o interior do país possui gás natural, confirmando estudos anteriores, que apontavam a ocorrência também, nas Bacias do Paraná, Maranhão, Parnaíba, Solimões, São Francisco, entre outras.

A Petrobras anunciou em março, a descoberta de uma nova acumulação de petróleo (31 °API), no bloco BM-S-8 (poço 4-SPS-86B conhecido como "Carará"), em águas ultraprofundas no horizonte do Pré-Sal da Bacia de Santos. As atividades no Bloco são lideradas pela Petrobras (66% de participação), em consórcio com a portuguesa Galp (14%), a Queiroz Galvão Exploração e Produção (10%) e a Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás (10%).

Ainda no mês de março foi iniciada, pela Petrobras, a operação do FPSO BW Cidade de São Vicente na área de Iracema (Bloco BM-S-11), na Bacia de Santos. O navio foi conectado ao poço RJS-647, em lâmina d'água de 2.212 metros. O poço deverá produzir, no período do teste, uma vazão restrita em cerca de dez mil barris de petróleo por dia. O projeto está sendo desenvolvido pelo Consórcio formado pela Petrobras (Operadora, com 65% de participação), BG Group (25%) e Petrogal Brasil S.A. (10%).