

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	42	44	39	37								-	41
Sondas Marítimas	66	49	52	44	47								-	48
TOTAL	127	91	96	83	84								-	89
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	10	10	7	0							-	27
	Mar	118	11	6	6	0							-	23
Desenvolvimento	Terra	497	24	22	18	21							-	85
	Mar	149	12	14	6	3							-	35
TOTAL	862	57	52	37	24								-	170
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								-	18
Mar	84	6	6	6	10								-	28
Total	149	15	7	10	14								-	46
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	0							-	-	2
Campos Marginais	2	0	0	0	0							-	-	0
Novos Campos Provisórios Anexações a Campos	21	0	0	0	0									0
TOTAL	30	0	0	2	0									2

*Sondas atuando em perfuração de novos poços

Em abril foram iniciados mais dois Testes de Longa Duração (TLD) em reservatórios do Pré-Sal, sendo um na área nordeste do Campo de Lula, na Bacia de Santos, e o outro na descoberta de Brava, na área do Campo de Marlim, na Bacia de Campos,

Também em abril, a Petrobras concluiu o teste de formação no primeiro poço de extensão de Guará, denominado Guará Norte, comprovando as expectativas de alta produtividade no Pré-sal da Bacia de Santos. Durante o teste no poço 3-SPS-69 (3-BRSA-788), localizado no bloco BM-5-9, foram verificadas vazões de seis mil barris por dia de óleo de boa qualidade (30ºAPI). O potencial de produção inicial é de cerca de 50 mil barris de petróleo por dia.

A petrolífera norueguesa Statoil iniciou em abril a produção de petróleo no Campo de Peregrino, na Bacia de Campos. A Statoil é a operadora no Campo com 60% em parceria com a chinesa Sinochem Group (40%). Quando atingir o pico de produção de 100 mil bpd, prevista para abril de 2012, a Statoil passará ao posto de segunda maior operadora no Brasil, em termos de produção.

No mês de abril, a Petrobras anunciou nova descoberta no Pré-Sal, desta vez no Campo de Albacora, na Bacia de Campos, por meio do poço 6-AB-119D-RJS. Estimativas preliminares de volume indicam potencial economicamente recuperável da ordem de 350 milhões de barris de petróleo.

A ANP aprovou em abril, a venda dos direitos de exploração de petróleo no País da empresa norte-americana Devon Energy para a Britânica BP. O negócio entre a Devon e a BP inclui nove contratos de concessão de blocos em bacias brasileiras, incluindo áreas marítimas na Bacia de Campos e também nas áreas terrestres na Bacia do Parnaíba.

A Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis (SPG), representada pelo Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (DEPG), têm participado ativamente das discussões do Programa de Desenvolvimento para Competitividade para o Complexo

de Petróleo, Gás e Naval (PDC), que tem sido coordenado pelo Ministério de Desenvolvimento, Indústria e Comércio (MDIC).

O Projeto MA 08 do Comitê Temático de Meio Ambiente (CTMA) do Prominp está em fase de conclusão. Como resultado foi apresentado uma minuta de decreto ao Gabinete do Ministro de Minas e Energia para análise e posterior envio à Casa Civil da Presidência da República. A proposta de decreto resultante do MA 08 visa implantar uma metodologia que inclua a avaliação ambiental no planejamento da outorga dos blocos exploratórios, buscando o aperfeiçoamento e maior previsibilidade do licenciamento ambiental, possibilitando maior segurança jurídica aos empreendedores.

EXPLORAÇÃO

Comparado ao 1º quadrimestre de 2010, o número de sondas atuando na perfuração de novos poços aumentou em 37% (13% em terra e 67% em mar).

Das 46 notificações de indícios de hidrocarbonetos ocorridas no 1ºQ/2011 (18 em terra e 28 em mar), 35 foram de petróleo, sete de petróleo e gás associado e quatro de gás natural. Este número é inferior ao 1ºQ/2010, quando ocorreram 50 notificações.

As 18 notificações em terra localizam-se nas bacias do Recôncavo (8), Sergipe/Alagoas (5), Espírito Santo (2), São Francisco (1), Solimões (1), Pará/Maranhão (1),

As demais 28 notificações em mar situam-se nas bacias de Campos (20), Santos (6), Espírito Santo (1) e Pará/Maranhão (1).

As empresas privadas informaram 53% das notificações (28% em terra e 72% em mar) e a Petrobras 47% (50% em terra e 50% no mar).

A ANP recebeu até abril de 2011, duas declarações de comercialidade de novos campos, que foram os campos de Patativa e de Tiziu, ambos na Bacia de Potiguar e pertencentes à Petrobras.

EXTENSÃO DAS ATIVIDADES DE E&P				
Blocos em Exploração abr/11	Campos em Período de Produção * abr/11	Área de Contrato (km2) abr/11**	Área Efetiva das Bacias Sedimentares (km2)	% Área Concedida/Área Efetiva
349	403	341.790,00	2.810.484	12,16%
Agentes Econômicos				
Grupos Empresariais atuando em E&P no Brasil	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

No período de janeiro a abril de 2011, seis campos iniciaram produção, sendo quatro em terra - dois localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas (campos de Mato Grosso Nordeste e Aracua) e dois na Bacia de Potiguar (Campos Trinca Ferro e Chauá). Os dois campos localizados em mar estão na Bacia de Santos (Mexilhão) e na Bacia de Campos (Peregrino).

Até o mês de abril, dos 403 campos existentes, 322 estavam em produção efetiva (241 em terra e 85 em mar) e 77 estavam na etapa de desenvolvimento da produção, sendo que 44 em terra e 33 em mar.

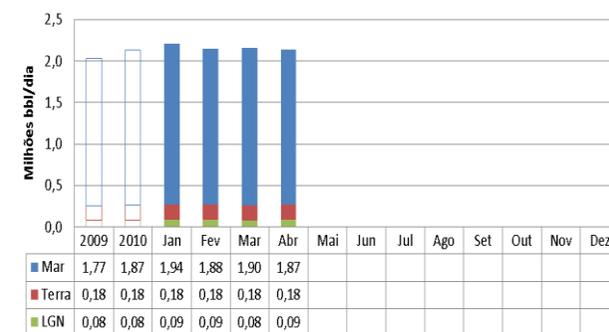
Além dos campos em produção efetiva, quinze TLD's (Teste de Longa Duração) estavam ocorrendo em terra no mês de abril, sendo: Bacia Potiguar (7), Bacia do Espírito Santo (4), Bacia de Sergipe (2), Bacia do Solimões (1) e Bacia do Recôncavo (1). No mar, foram cinco TLD's em operação, todos na Bacia de Santos, sendo dois na área do Pré-Sal.

No primeiro quadrimestre de 2011 houve um acréscimo de 2,67% na produção de petróleo, se comparado ao mesmo período de 2010. Já o gás natural teve um incremento de 5,61% na sua produção para o mesmo período.

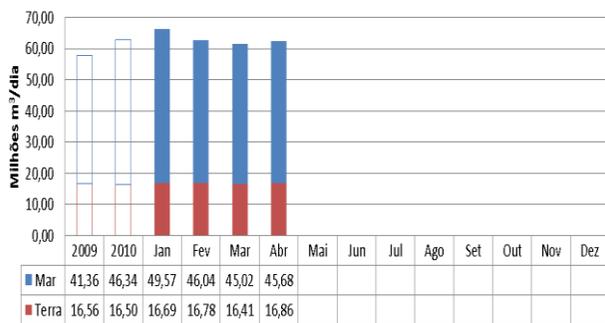
A produção média de petróleo em 2011 (até abril) é de 2,17 milhões bbl/dia, superior em 2,67% à média de 2010 (2,14 milhões de bbl/dia). A produção média de gás natural é de 63,5 milhões de m³/dia, superior em 1,1% à média de 2010 (62,8 milhões de m³ dia).

A produção média prevista para 2011 será de 2,25 milhões de bbl/dia de petróleo e 81 milhões de m³/dia de gás natural.

Produção Mensal de Petróleo e LGN - 2011



Produção Mensal de Gás Natural - 2011



IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO

A balança comercial brasileira de petróleo bruto no primeiro quadrimestre apresentou um superávit 9,04% superior ao mesmo período de 2010. Entretanto, nos meses de fevereiro, março e abril/2011, houve necessidade de uma maior importação, ocasionada pela forte elevação no consumo interno de gasolina (aumento de 4,5% no 1º trimestre). As principais causas para esta elevação foi a alta do preço do etanol, a recomposição de estoques e a importação de uma cesta de óleos mais leve para ser utilizada nas operações da Replan.

Foi comercializada a primeira exportação de petróleo produzido no Pré-Sal. O volume de um milhão de barris extraídos do Campo de Lula foi negociado com a estatal chilena Empresa Nacional de Petróleo (ENAP).

aumento da oferta de gás nacional ao mercado, também podem ter influído nessa diminuição.

Importações de Gás Natural - 2011



PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

No primeiro quadrimestre de 2011, o acumulado da arrecadação a título de Royalties e Participação Especial por parte da União, Estados e Municípios tem sido maior 1,15% que o mesmo período de 2011. Isto se deve ao aumento da produção no período e também à elevação do preço do petróleo. Em contrapartida, a variação para baixo da taxa de câmbio, reduz uma maior elevação do montante arrecadado.

Participações Governamentais (Milhões R\$) em 2011														
Beneficiários	Royalties													
	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	2.65.294,78									812.867,02
Estados	2.942.143,42	259.165,72	291.643,39	296.505,22	2.78.233,26									847.314,33
Municípios	3.356.950,11	295.554,93	333.523,08	338.782,09	3.16.233,62									967.860,10
TOTAL	9.929.990,27	875.425,68	987.059,28	1.003.627,55	9.37.337,40									2.866.112,51

Participação Especial														
Beneficiários	Royalties													
	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	1.506,14	1.418,50									1.299.156,22
Estados	4.668.004,4	3.290,19	1.033.695,07	1.204,91	1.134,80									1.039.324,97
Municípios	1.167.001,1	822,55	255.285,92	301,23	283,70									256.693,40
TOTAL	11.670.010,9	8.225,49	2.584.237,67	3.012,28	2.836,99									2.598.312,43

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											
Preço Petróleo (US\$/bbl)	71,72	8.505	91,84											
Brent Dated (US\$/bbl)	78,97	9.654	103,76											
Preço Gás Natural (R\$/10³ m³)	497,26	484,94	466,16											
Taxa Câmbio (R\$/US\$)	1,76	1,67	1,67											

PRÉ-SAL – NOVO MARCO REGULATÓRIO

O Projeto de Lei n.º 8.051/2010, que dispõe sobre os royalties devidos em função da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, em áreas do Pré-sal e em áreas estratégicas, instituído pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, continua em trâmite na Câmara dos Deputados, agora apensado ao PL nº 1.618/2003, que trata da distribuição dos royalties e participação especial pela produção de petróleo e gás na plataforma continental.

Enquanto as questões relativas às participações governamentais permanecem em discussão no Congresso Nacional, o Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (DEPG) permanece debatendo os índices de conteúdo local a serem aplicados na cadeia produtiva de E&P com diversas associações de empresas, ANP e Petrobras, buscando o aprimoramento da política para os futuros contratos de partilha de produção.

As importações de gás natural seguem em tendência de alta em relação ao 1º quadrimestre de 2010, tendo registrado uma elevação de 29,57% para o período. A demanda vem aumentando motivada pelo crescimento industrial e a elevação no consumo das Refinarias e das Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados – FAFENs. A queda da importação em abril/2011, numa primeira análise, ocorreu pelo aumento da produção de gás associado (+ 1,34 milhão m³/dia) e a queda de 1,86 milhão m³/dia no consumo térmico. A diminuição da queima e consequentemente o

MME/SPG/DEPG
BOLETIM DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL
 depg@mme.gov.br
 Número 05 – mar/abr 2011

INTRODUÇÃO

Este quinto boletim de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural traz informações relativas ao período de março a abril de 2011. As informações de gráficos e tabelas 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 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 bbl/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	22,7	4,1

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

FATOS RELEVANTES

Em sua 22ª Reunião Ordinária, ocorrida em 28 de abril de 2011, o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) aprovou a 11ª rodada de Licitações e aprovou também, a política para aumentar a participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Os textos aprovados foram encaminhados à Presidência da República para a devida avaliação e publicação.

Na 11ª Rodada de Licitações, serão licitados 174 blocos dos quais 87 são em terra e os outros 87 no mar, totalizando 123 mil quilômetros quadrados de área a ser ofertada. Esta Rodada, que deverá ser realizada em setembro próximo, será feita sob as regras do regime de concessão e envolve blocos localizados nos estados do Maranhão, Ceará, Espírito Santo, Amapá, Piauí, Pará, Rio Grande do Norte, Alagoas e Bahia.

A política aprovada pelo CNPE sobre pequenas e médias empresas petrolíferas define o seu conceito, a realização pela ANP de rodadas de licitações permanentes específicas para blocos em bacias maduras e de áreas inativas com acumulações marginais e, autoriza a criação de uma comissão que terá como finalidade acompanhar as ações relativas à política para aumento da participação destas empresas nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.