

**Reservas**

As reservas provadas nacionais, ao final de 2011, foram computadas em 15,05 bilhões de barris de petróleo e 459,4 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural. Um incremento de 5,6% para o petróleo e 8,6% para o gás em relação ao ano de 2010.

Em terra, ao final de 2011, os Estados com as maiores reservas provadas de petróleo foram: Bahia, com 255,92 milhões de barris; Rio Grande do Norte, com 252,13 milhões; e Sergipe, com 236,33 milhões de barris.

Na plataforma continental, também ao final de 2011, os Estados com as maiores reservas provadas de petróleo foram: Rio de Janeiro, com 12,14 bilhões de barris, Espírito Santo, com 1,30 bilhão e Rio Grande do Norte com 0,12 bilhão de barris.

Quanto ao gás natural, em terra, o Estado do Amazonas é onde se encontram as maiores reservas provadas, com 57,45 bilhões de m<sup>3</sup>, seguido por Bahia, com 6,84 bilhões, e Rio Grande do Norte, com 1,46 bilhão de m<sup>3</sup>.

Já na plataforma continental, as maiores reservas provadas de gás natural estão localizadas no Estado do Rio de Janeiro, com 249,98 bilhões de m<sup>3</sup>, São Paulo, com 58,88 bilhões, e Espírito Santo, com 46,63 bilhões de m<sup>3</sup>.

RESERVAS NACIONAIS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL					
Produto	Local	2010		2011	
		Provadas	Totais	Provadas	Totais
Petróleo (bilhões de barris)	Terra	0,92	1,49	0,92	1,58
	Mar	13,33	26,98	14,13	28,51
	<b>TOTAL</b>	<b>14,25</b>	<b>28,47</b>	<b>15,05</b>	<b>30,08</b>
Gás Natural (bilhões de barris)	Terra	68,80	117,23	70,58	118,52
	Mar	354,20	707,50	388,83	788,01
	<b>TOTAL</b>	<b>423,00</b>	<b>824,72</b>	<b>459,40</b>	<b>906,53</b>

**Companhias/Blocos/Áreas**

As companhias de E&P no Brasil totalizam 78 empresas, sendo 39 brasileiras e 39 estrangeiras.

EXTENSÃO DAS ATIVIDADES DE E&P				
Blocos em Exploração (dez/11)	Campos em Período de Produção* (dez/11)	Área de Contrato (km2) (dez/11**)	Área Efetiva das Bacias Sedimentares (km2)	Área Concedida/Área Efetiva (%)
330	407	313.191,10	2.810.484	11,14%
EMPRESAS DE E&P				
EMPRESAS de E&P no Brasil (fev/12)	Nacionais		Estrangeiros	
78	39		39	

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

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

**Exploração**

Ao se analisar a evolução do número de poços perfurados entre 2010 e 2011, observa-se um incremento de 3% na atividade exploratória em terra e de 11% em mar. Por outro lado, na fase de desenvolvimento, observa-se um decréscimo de 37% nas perfurações de poços em terra e de 34% em mar.

No ano de 2011 foi declarada a comercialidade de 9 campos. Uma em mar, na Bacia de Santos, no campo de Sapinhoá e as demais oito em terra, sendo três na Bacia do Recôncavo, três na Bacia Potiguar e duas 2 na Bacia do Parnaíba.

Número de Poços Perfurados				
Localização	2010		2011	
	Tipo de poço			
	Exploratório	Desenvolvimento	Exploratório	Desenvolvimento
Terra	98	497	101	315
Mar	118	149	131	93
<b>TOTAL</b>	<b>216</b>	<b>646</b>	<b>232</b>	<b>408</b>
Sondas de Perfuração em Atividade**				
Tipo de Sonda	2010		2011	
Sondas Terrestres	61		49	
Sondas Marítimas	66		60	
Declaração de Comercialidade				
Tipo	2010		2011	
Novos Campos	7		9	
Campos Marginais*	2		0	
Novos campos provisórios*	21		0	
Anexações a Campos	0		0	
<b>TOTAL</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>9</b>	<b>9</b>

\* A partir de abril de 2010, por procedimento interno na ANP, no processo de anexação, inicialmente são criados campos provisórios, independentes, até que a incorporação seja aprovada. Deste modo, a figura da anexação logo após a Declaração de Comercialidade fixa extinta, sendo substituída pela criação de novos campos, que, na realidade, serão anexados a campos já existentes no futuro.

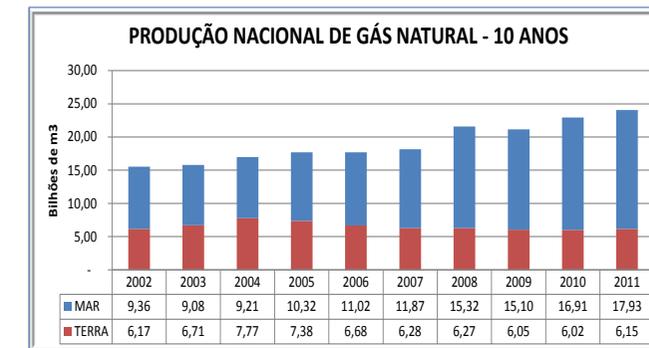
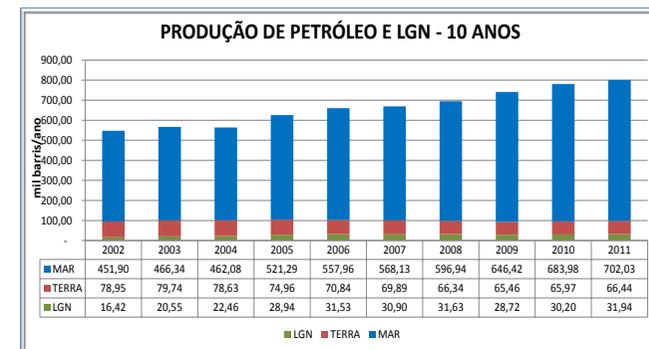
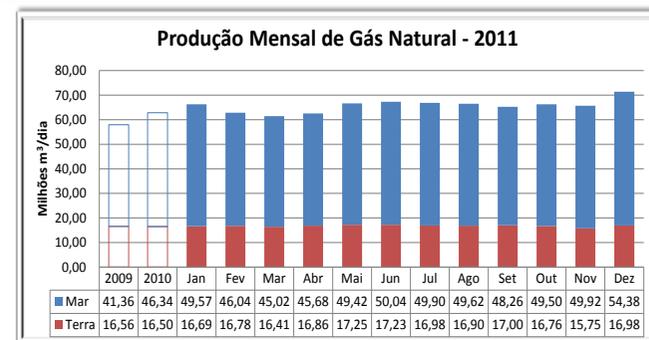
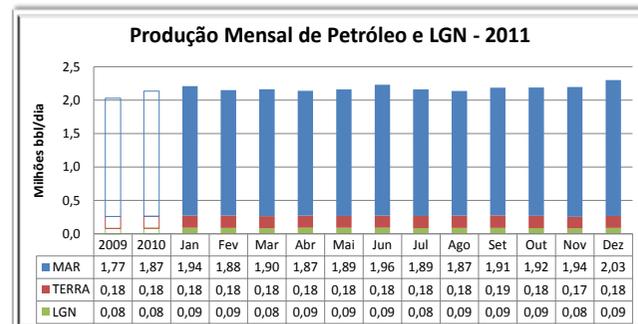
\*\*Sondas atuando em perfurações de novos poços.

**Produção**

A produção de petróleo atingiu, em 2011, a média diária de 2,19 milhões barris, valor 2,6% superior a 2010. Esse crescimento foi sustentado pelo maior volume produzido em plataformas existentes e pelo projeto piloto de Lula. Também contribuíram para o aumento, a entrada de quatro novos sistemas de produção em 2011: a P-56, no campo de Marlim Sul na Bacia de Campos e três Testes de Longa Duração (TLDs), nas áreas de Cernambi, Lula Nordeste e Carioca Nordeste.

Dos 306 campos em produção efetiva em 2011, apenas 78, todos localizados na plataforma continental, respondem por 92% da produção nacional de petróleo.

Já a produção média diária de gás natural em 2011 foi de 65,92 milhões de m<sup>3</sup>/dia, 4,9% superior a 2010. Em relação ao ano anterior, houve um aumento de 2,1% na produção de gás natural em terra (16,84 milhões de m<sup>3</sup>/dia), enquanto na produção marítima houve um acréscimo de 5,94% (49,08 milhões de m<sup>3</sup>/dia). O Estado do Rio de Janeiro foi o maior produtor nacional de gás natural, concentrando 39% da produção total e 52% da produção no mar. O segundo maior produtor foi o Estado do Amazonas, responsável por 17% da produção nacional e 68% da produção em terra.

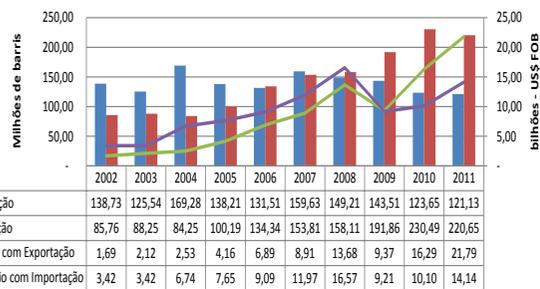


**Importação e Exportação**

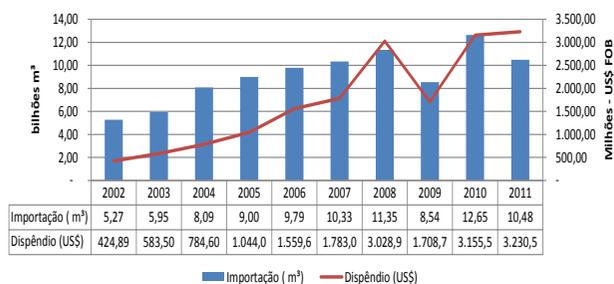
Em 2011, a balança comercial brasileira de petróleo continuou superavitária, totalizando US\$ 7,57 bilhões (exportações de US\$21,71 bilhões/importações de US\$ 14,14 bilhões). O superávit foi 33,2% maior, quando comparado com 2010, e foi alcançado devido à diminuição das importações (-2%) e a alta nos preços internacionais do petróleo.

Já as importações de gás natural diminuíram em 17,1%. Mesmo assim o dispêndio foi de US\$ 75 milhões superior a 2010 (2,38%), puxado pela alta dos preços, em média 23,5% maiores do que o ano de 2010.

## IMPORTAÇÕES/EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO - 10 ANOS



## IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL - 10 ANOS



## Participações Governamentais

PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS (R\$ bilhões)						
Beneficiários	Royalties			Participação Especial		
	2010	2011	%	2010	2011	%
União	2,81	3,67	30,9%	5,84	6,32	8,4%
Estados	2,94	3,84	30,5%	4,67	5,06	8,4%
Municípios	3,36	4,38	30,3%	1,17	1,26	7,7%
<b>TOTAL</b>	<b>9,11</b>	<b>11,89</b>	<b>30,6%</b>	<b>11,67</b>	<b>12,64</b>	<b>8,3%</b>
VARIÁVEIS ANUAIS						
Variáveis	2010 (nov2009/out2010)	2011 (nov2010/out2011)	%			
Preço Petróleo (R\$/m3)	780,84	1.007,61	29,0%			
Preço Petróleo (US\$/bbl)	70,36	96,95	37,8%			
Brent Dated (US\$/bbl)	76,83	107,79	40,3%			
Preço Gás Natural (R\$/10³ m³)	482,11	463,23	-3,9%			
Taxa Câmbio (R\$/US\$)	1,77	1,66	-6,2%			

Em 2011, União, Estados e Municípios receberam R\$ 24,53 bilhões de royalties e participação especial, valor 18% superior ao arrecadado em 2010. Esse aumento é reflexo das elevações dos preços do petróleo no mercado internacional, conjugado ao incremento da produção nacional no período.

## Trabalhos desenvolvidos pelo Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (DEPG) em 2011.

O Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural – DEPG atuou no exercício de 2011 em diversas ações relativas às suas competências regimentais. As ações prioritárias, ao longo do ano, foram as seguintes:

- Acompanhamento e assessoramento técnico ao Gabinete do Ministro durante a tramitação, no Congresso Nacional, dos Projetos de Lei com as adequações nas regras de distribuição dos royalties e da Participação Especial, relativos à produção de petróleo e gás natural, para a União e entes Federados, tratando ainda de aprimoramentos do marco regulatório do regime de partilha de produção;
- Implementação do Novo Marco Regulatório (minutas do contrato e do pré-edital do regime de partilha de produção e estatuto da PPSA);
- Readequação do planejamento anterior para a realização da 11ª Rodada de Licitação de Blocos Exploratórios para petróleo e gás natural no modelo de concessão;
- Proposição de objetivos setoriais, metas e indicadores para compor o Plano Plurianual – PPA 2012-2015;
- Aprimoramento da Política de Participação da Indústria Nacional de Bens e Serviços nos Empreendimentos de E&P para áreas do Pré-Sal, objetivando os contratos de cessão onerosa e de partilha de produção;
- Elaboração de sistemática para o Licenciamento Ambiental dos Empreendimentos de Petróleo e Gás;
- Atualização do relatório e mapas do Projeto Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás, objetivando sua publicação pelo MME;
- Discussão e elaboração das diretrizes para a definição de Políticas para aumento da participação das empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no País;
- Acompanhamento das discussões e elaboração de propostas para o Plano Nacional de Contingência; e
- Acompanhamento dos estudos que subsidiarão a proposta brasileira para a ampliação da Zona Econômica Exclusiva (Comissão Interministerial para os Recursos do Mar – CIRMM).

## Principais Perspectivas para 2012

- Elaboração de atos governamentais relativos à implantação do modelo de partilha de produção, envolvendo:
  - ✓ Implantação da Pré-Sal Petróleo S.A;
  - ✓ Preparação das minutas do contrato de partilha, de contrato de comercialização e do edital para as contratações de partilha;
  - ✓ Proposição ao CNPE das áreas a serem ofertadas na modalidade partilha, bem como de seus respectivos parâmetros técnicos;
- Atualização do projeto Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás, a ser realizado em conjunto com a EPE e ANP, de modo a servir de base para o planejamento das atividades de exploração e produção;
- Edição do Plano Nacional de Contingência.

MME/SPG/DEPG

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

depg@mme.gov.br

Número08 – Out-Dez/2011

## Introdução

Este oitavo Boletim do DEPG traz os dados estatísticos consolidados de 2011, comparando-os com os do ano de 2010. Relaciona, ainda, um resumo das principais informações da área nacional de E&P de O&G.

Os dados para elaboração dos gráficos e tabelas têm como fonte a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.

QUADRO RESUMO	PETRÓLEO			GÁS NATURAL				
	Unid.	2010	2011	Δ%	Unid.	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 bb/dia	2,137	2,192	2,6%	Milhões de m³/dia	62,8	65,9	4,9%
Consumo*		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%				
Oferta de Gás Nat. Nacional						28,0	33,8	20,8%
Oferta de Gás Nat. Importado						33,7	27,6	-18,2%
Reinjeção de Gás						4,57	4,0	-11,6%
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 HRT anunciou, em dezembro, que a ANP aprovou a aquisição de direitos e obrigações da Petra Energia S.A, referentes a 21 blocos situados na Bacia do Solimões.

O MMA publicou, em outubro, a Portaria nº 422, que estabelece procedimentos simplificados a serem observados pelo IBAMA no licenciamento de empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural situados no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar.

A Petrobras informou em novembro, que o primeiro poço perfurado após a assinatura do contrato de Cessão Onerosa comprovou a extensão dos reservatórios de óleo localizados a noroeste do poço descobridor da área de Franco, no pré-sal da Bacia de Santos.

O consórcio formado pela BP (operadora), Anadarko, e Maersk, informou, em novembro, a descoberta de petróleo em um dos seus prospectos na bacia de Campos.

A Petrobras comunicou, em novembro, cinco descobertas de hidrocarbonetos. Uma, de gás natural, no pós-sal da Bacia do Espírito Santo e quatro de petróleo, sendo três na Bacia de Santos: na área de Carioca e na área de Bem-te-vi, em águas ultraprofundas do pré-sal, e na área de Tiro e Sidon, na parte sul da Bacia. A quarta descoberta de petróleo foi no pré-sal na Bacia de Campos, na área de Marlim.

A HRT informou, em novembro, a descoberta de petróleo e gás na Bacia do Solimões. O poço está localizado no município de Coari, no Amazonas.

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