

## **SEÇÃO 2 – Indústria Nacional do Petróleo e Gás Natural**

### **Exploração e Produção**

- 2.1 Blocos e Campos em Produção e em Desenvolvimento sob Concessão
- 2.2 Atividade Exploratória
- 2.3 Reservas
- 2.4 Produção
- 2.5 Participações Governamentais e de Terceiros
- 2.6 Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

### **Refino e Processamento**

- 2.7 Refino de Petróleo
- 2.8 Processamento de Gás Natural
- 2.9 Produção de Derivados de Petróleo
- 2.10 Preços dos Produtores e Importadores de Derivados de Petróleo

### **Industrialização do Xisto**

- 2.11 Industrialização do Xisto

### **Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural**

- 2.12 Terminais
- 2.13 Dutos

### **Comércio Exterior**

- 2.14 Importação e Exportação de Petróleo
- 2.15 Importação e Exportação de Derivados de Petróleo
- 2.16 Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados
- 2.17 Importação de Gás Natural

Esta seção apresenta números que refletem o desempenho da indústria brasileira de petróleo, e se subdivide em cinco temas: **Exploração e Produção; Refino e Processamento; Industrialização do Xisto; Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural; e Comércio Exterior.**

O primeiro tema, **Exploração e Produção**, traz um panorama do segmento upstream e se organiza em seis capítulos. No primeiro, *Blocos e Campos em Produção e em Desenvolvimento sob Concessão*, apresenta-se a situação vigente em 31 de dezembro de 2009 das áreas concedidas pela ANP para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

O segundo, *Atividade Exploratória*, traz dados sobre atividade sísmica, perfuração de poços e métodos potenciais. O terceiro, *Reservas*, contempla a evolução das reservas brasileiras totais e provadas de petróleo e de gás natural. O desempenho das atividades de produção nacional de hidrocarbonetos é abordado no quarto capítulo, *Produção*.

Em seguida, o quinto capítulo, *Participações Governamentais e de Terceiros*, apresenta os montantes das participações, instituídas pela Lei nº 9.478/1997, pagos pelos concessionários de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Finalmente, o sexto capítulo, *Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural*, registra os preços médios destes produtos produzidos nos campos das áreas concedidas pela ANP, tomando-se como base os preços de referência utilizados no cálculo das participações governamentais.

O segundo tema desta seção, **Refino e Processamento**, está estruturado em quatro capítulos: *Refino de Petróleo; Processamento de Gás Natural; Produção de Derivados de Petróleo; e Preços dos Produtores e Importadores de Derivados de Petróleo*. Os dois primeiros capítulos abordam, respectivamente, a infraestrutura do parque de refino de petróleo e das unidades de processamento de gás natural no Brasil. O terceiro capítulo apresenta a evolução da produção nacional de derivados e o quarto compila informações sobre os preços médios praticados pelos produtores e importadores dos principais derivados de petróleo no Brasil.

O tema **Industrialização do Xisto** traz uma síntese, em um único capítulo, das atividades relacionadas ao xisto betuminoso que têm interface com a indústria nacional do petróleo.

O tema **Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etano e Gás Natural** é apresentado em dois capítulos, *Terminais e Dutos*, ambos com

informações sobre a infraestrutura disponível para transporte e transferência de hidrocarbonetos e álcool combustível no País.

O último tema da segunda seção, **Comércio Exterior**, compreende quatro capítulos: *Importação e Exportação de Petróleo*; *Importação e Exportação de Derivados de Petróleo*; *Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados*; e *Importação de Gás Natural*. São apresentados os dados de volumes de petróleo, seus derivados e gás natural transacionados internacionalmente e os montantes financeiros envolvidos, além da evolução da dependência externa do Brasil em relação ao petróleo e seus derivados.

## **Exploração e Produção**

### **2.1. Blocos e Campos em Produção e em Desenvolvimento sob Concessão**

Uma das atribuições da ANP é promover licitações para concessão de blocos de petróleo e gás natural, os quais, após a conclusão da fase de exploração e a eventual declaração de comercialidade, passam para as etapas de desenvolvimento e produção.

Até o final de 2009, 778 áreas estavam sob concessão: 404 blocos ainda na fase de exploração, 61 campos em fase de desenvolvimento da produção e 313 campos em fase de produção.

Dos blocos em fase de exploração, havia um da Primeira Rodada; sete da Segunda; 14 da Terceira; 16 da Quarta; 26 da Quinta; 61 da Sexta; 133 da Sétima; 106 da Nona; e 40 da Décima Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil.

Até a data supracitada, a ANP aceitou a devolução de 720 blocos exploratórios - sendo 50 em 2009 - que não alcançaram as etapas de desenvolvimento e produção, ou seja, onde não houve descobertas e/ou acumulações comerciais. A referida devolução deu-se da seguinte forma: 395 da Rodada Zero; 10 da Primeira; 12 da Segunda; 20 da Terceira; cinco da Quarta; 72 da Quinta; 78 da Sexta; 126 da Sétima; e dois da Nona Rodada de Licitações.

Em decorrência das rodadas de licitação promovidas pela ANP entre 1999 e 2009, 68 concessionárias estavam realizando atividades exploratórias nas bacias sedimentares brasileiras em 31/12/2009. Dos 404 blocos exploratórios sob concessão em atividade, 113 estavam sendo explorados

somente pela Petrobras, 175 pelos demais concessionários e 116 explorados por parcerias entre Petrobras e outras companhias.

Nos 61 campos em desenvolvimento, a Petrobras possuía, sozinha, a concessão de 35 e participava de 26 parcerias com as seguintes empresas: El Paso Óleo e Gás, Manati, Rio das Contas, Brasoil Cavalo Marinho, Brasoil Manati, Norse Energy, Chevron Brasil, ONGC Campos, Devon Energy, Total E&P do Brasil, Shell, Petrogal Brasil, Starfish e Repsol.

Com relação aos 313 campos em fase de produção, a Petrobras não participava de somente 35; e outros 24 campos eram parcerias entre esta empresa e outras concessionárias. Os 254 demais campos produtores eram concessões à Petrobras sem parcerias.

**Quadro 2.1**

**Quadro 2.2**

**Quadro 2.3**

## **2.2. Atividade Exploratória**

Em 2009, foram levantados pouco mais de 36 mil km de sísmica 2D não-exclusiva – um acréscimo de 11,4% em comparação a 2008 – e 7,5 mil km de sísmica exclusiva – número 61,9% maior que em 2008.

Quanto à sísmica 3D, foram realizados 22,57 mil km<sup>2</sup> de levantamento não-exclusivo – 83,6% a mais que em 2008 – e 13,1 mil km<sup>2</sup> de levantamento exclusivo – um aumento de 112,2%.

Com relação aos métodos potenciais, houve o levantamento de 232,5 mil km de gravimetria – quase 31 mil km do tipo exclusivo e 201,5 mil km do não-exclusivo – e 225,1 mil km de magnetometria – 33,7 mil km do tipo exclusivo e 191,3 mil km do não-exclusivo.

Quanto à perfuração de poços, em 2009, foram perfurados 854, um aumento de 3,4% comparativamente a 2008, sendo 662 ou 77,5% do total em terra e 192 ou 22,5% em mar.

A maior parte das perfurações foi em poços exploratórios produtores: 575 ou 67,3% do total. O número de descobertas foi 41,3% menor que em 2008: 37, sendo 18 em terra e 19 em mar. A taxa de sucesso exploratório, ou seja, o percentual de descobertas por perfurações de poços pioneiros foi de 56,3% para os poços em terra (13,8% a mais que em 2008) e 55,9% para os poços em mar (19,3% a menos que em 2008).

**Tabela 2.1**

**Tabela 2.2**

## 2.3. Reservas

As reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em 21,1 bilhões de barris no fim de 2009, um acréscimo de 1,3% em comparação a 2008, refletindo uma taxa de crescimento anual de 5,6% nos últimos 10 anos. Já as reservas provadas aumentaram 0,4% e atingiram a marca de 12,9 bilhões de barris, volume que representou 60,8% das reservas totais.

Em 2009, o Brasil ocupou a 16<sup>a</sup> posição no ranking mundial quanto às reservas provadas de petróleo.

Das reservas provadas, 92,8% se localizavam em mar, com destaque para o Rio de Janeiro, que deteve 87% das reservas provadas offshore e 80,7% do total, e 7,2% se situavam em terra. O maior crescimento foi registrado nas jazidas terrestres do Ceará, que aumentaram 46,8%, chegando a 15,3 milhões de barris.

**Tabela 2.3**

**Tabela 2.4**

**Gráfico 2.1**

**Gráfico 2.2**

No tocante ao gás natural, as reservas provadas nacionais cresceram 0,6% e chegaram a 366,5 bilhões m<sup>3</sup> em 2009, o que representou 61% dos 600,3 bilhões m<sup>3</sup> de reservas totais, que aumentaram 1,9% em comparação a 2008.

No período 2000-2009, as reservas provadas e as reservas totais apresentaram uma taxa média de crescimento de 5,8% ao ano

Similarmente ao petróleo, a maior parte (82,1%) das reservas provadas de gás natural do Brasil se encontrava, ao fim de 2009, em reservatórios marítimos. O Rio de Janeiro, estado com maior participação nestas reservas (166,2 bilhões m<sup>3</sup> em reservatórios offshore), concentrou 45,3% do volume nacional, seguido do Amazonas, cujas jazidas terrestres (52,4 bilhões m<sup>3</sup>) corresponderam a 14,3% das reservas provadas nacionais.

**Tabela 2.5**

**Tabela 2.6**

**Gráfico 2.3**

**Gráfico 2.4**

## 2.4. Produção

Em 2009, 8.560 poços - 0,3% a mais que em 2008 - foram responsáveis pela produção nacional de petróleo e gás natural. O número de poços terrestres - 7761 ou 90,7% do total – manteve-se praticamente estável no período, enquanto o de poços marítimos – 799 ou 9,3% do total - registrou um acréscimo de 2,6%.

A produção nacional diária de petróleo - incluindo óleo cru e condensado, mas excluindo líquido de gás natural (LGN) e óleo de xisto - aumentou 7,3% e chegou a 711,9 milhões de barris em 2009.

Nos últimos 10 anos, houve um crescimento médio anual de 5,2% da produção de petróleo do País. Em 2009, o Brasil foi o 14º maior produtor mundial de petróleo (incluindo óleo cru, condensado e LGN).

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo passou de 18,8 anos em 2000 para 18,1 anos em 2009, baixando a uma taxa média de 0,4% ao ano no período.

A maior parte da produção nacional de petróleo, sem contar o LGN, foi extraída de campos marítimos, responsáveis por 90,8% do total produzido. O Rio de Janeiro respondeu por 93,6% da produção marítima e por 85% da total, após aumento de 10,6%. Entre 2000 e 2009, o crescimento anual médio da produção deste estado foi de 6%. A Bahia registrou o maior crescimento em 2009: sua produção offshore subiu 19,2%.

Em terra, o Rio Grande do Norte foi o estado que mais produziu: 18,3 milhões de barris ou 27,9% da produção terrestre nacional. Entretanto, sua produção em mar e terra representou apenas 3% da produção nacional total.

Em 2009, foram produzidas no Brasil 44 correntes de petróleo com densidade média de 24,03 graus API e teor de enxofre de 0,55% em peso.

Com referência ao LGN, foram produzidos 28,7 milhões de barris, 9,2% a menos que em 2008. Apesar de ter registrado queda, em 2009, o principal produtor foi o Estado do Rio de Janeiro, com 15,5 milhões de barris ou 53,9% da produção nacional. A segunda posição foi ocupada pelo Amazonas, com 6,8 milhões de barris ou 23,5% do total nacional.

**Tabela 2.7**

**Tabela 2.8**

**Tabela 2.9**

## **Tabela 2.10**

### **Gráfico 2.5**

No período entre 2000 e 2009, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 5,3% ao ano, atingindo 21,1 bilhões m<sup>3</sup> em 2009. Este volume foi 2,1% inferior ao de 2008 e incluiu gás reinjetado, queimado, perdido e consumido nas áreas de produção, refino, processamento e movimentação de gás natural, bem como o volume condensado na forma de LGN.

Os campos marítimos foram responsáveis por 71,4% do gás natural produzido no País, com um volume de 15,1 milhões m<sup>3</sup>. A produção offshore caiu 1,5%, enquanto a onshore apresentou decréscimo de 3,6%.

O Estado do Rio de Janeiro foi o maior produtor, com 10,5 milhões m<sup>3</sup>, concentrando 49,7% do total nacional e 69,5% da produção marítima. O segundo maior foi o Amazonas, responsável por 3,8 milhões m<sup>3</sup> ou 17,9% da produção nacional e 62,5% do total onshore.

A relação reservas/produção (R/P) de gás natural subiu de 16,6 anos em 2000 para 17,3 anos em 2009. Em média, este índice cresceu a uma taxa de 0,5% ao ano no período.

Em 2009, o Brasil alcançou a 29<sup>a</sup> posição no ranking mundial de produtores de gás natural. Para o cálculo da posição brasileira no ranking mundial de produtores, descontou-se da produção os volumes de queimas, perdas e reinjeção para tornar possível a comparação com os dados mundiais publicados pela BP (vide Tabela 1.7).

## **Tabela 2.11**

### **Gráfico 2.6**

Do volume total de gás natural produzido em 2009, 3,4 bilhões m<sup>3</sup> ou 16,2% da produção total foram queimados e perdidos e 4,4 bilhões m<sup>3</sup> ou 20,6% do total foram reinjetados.

O volume de queimas e perdas de gás natural registrou acréscimo de 56,6% em 2009. De 2000 a 2009, foi constatado um acréscimo anual médio de 4,2% nas queimas e perdas de gás natural. Nos campos com gás associado ao petróleo, parte do gás natural produzido que não for reinjetado no poço (com vistas a aumentar a recuperação do petróleo) nem tiver mercado consumidor próximo acaba sendo queimado.

A produção de gás natural não-associado caiu 41,1% em 2009, chegando a 4,2 milhões m<sup>3</sup>, enquanto a do associado sofreu um acréscimo de 17%, atingindo a marca de 17 milhões m<sup>3</sup>.

O volume de gás reinjetado teve um acréscimo de 11,7%. Em campos contendo gás natural não-associado, toda a infraestrutura de produção se destina à extração deste energético, o que minimiza a queima e reduz as perdas. De 2000 a 2009, o volume de gás reinjetado cresceu a uma taxa média de 5,3% ao ano.

**Tabela 2.12**

**Tabela 2.13**

**Tabela 2.14**

## **2.5. Participações Governamentais e de Terceiros**

A Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997) estabeleceu as participações governamentais a serem pagas pelos concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo ou gás natural: o bônus de assinatura, os royalties, a participação especial e o pagamento pela ocupação ou retenção de área. Destas quatro participações governamentais, somente os royalties já existiam antes da Lei do Petróleo, mas em percentual inferior. A arrecadação de bônus de assinatura é tratada na Seção 5 deste **Anuário**.

Em 2009, como resultado das atividades de produção de petróleo e de gás natural, foram arrecadados aproximadamente R\$ 8 bilhões em royalties, valor 27% inferior ao de 2008. Deste montante, 29,9% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 33,8% aos municípios produtores ou confrontantes; 12,3% ao Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT); 15,8% ao Comando da Marinha; e 28,1% ao Fundo Especial dos Estados e Municípios. Ao Estado do Rio de Janeiro, maior produtor nacional de petróleo e de gás natural, juntamente com seus municípios, destinaram-se 44,9% do total arrecadado no País a título de royalties, cabendo à esfera estadual 21,4% desse percentual.

**Tabela 2.15**

**Gráfico 2.7**

Quanto à participação especial, seu recolhimento atingiu R\$ 8,5 bilhões, 27,8% a menos que em 2008. Deste valor, conforme definido pela Lei do Petróleo, couberam 40% (R\$ 3,4 bilhões) aos estados produtores ou confrontantes; 10% (R\$ 845,3 milhões) aos municípios produtores ou confrontantes; 40% (R\$ 3,4 bilhões) ao Ministério de Minas e Energia (MME) e 10% (R\$ 845,3 milhões) ao Ministério do Meio Ambiente (MMA).

Os estados beneficiários, em ordem de importância, foram: Rio de Janeiro (com 37,6% do valor total e 93,9% do total destinado às Unidades da Federação), Espírito Santo, Amazonas, Rio Grande do Norte, Sergipe e Bahia.

Entre os municípios fluminenses beneficiários se destacaram: Campos dos Goytacazes, com 5,4% do valor total e 54,2% do total destinado aos municípios; Rio das Ostras, com 1,3% do total e 13,5% do total destinado aos municípios; e São João da Barra, com 1% do total e 10,1% do valor destinado aos municípios.

### **Tabela 2.16**

### **Gráfico 2.8**

O pagamento pela ocupação ou retenção de 791 áreas totalizou R\$ 167,9 milhões em 2009. Do total de áreas ocupadas, 421 se encontravam em exploração e foram responsáveis por 45,8% do pagamento; 67 estavam em desenvolvimento, respondendo por 4,5% do valor pago; e 303 se encontravam na fase de produção, correspondendo a 49,7% do pagamento total pela ocupação ou retenção de área.

### **Tabela 2.17**

Adicionalmente às participações governamentais, a Lei do Petróleo estabelece o pagamento, pelos concessionários, de uma participação sobre o valor do petróleo e do gás natural produzido aos proprietários das terras onde são realizadas as atividades de exploração e produção. Em 2009, este pagamento somou R\$ 71,4 milhões, valor 30,5% inferior ao de 2008. Este montante foi distribuído a 1.710 proprietários cadastrados em sete estados e, no caso de propriedades não-regularizadas, depositado em poupança.

### **Tabela 2.18**

### **Gráfico 2.9**

A Lei nº 9.478/1997, em seu art. 8º, alínea X, determina à ANP a obrigação de estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento.

No cumprimento de suas atribuições, a partir de 1998, a ANP incluiu nos Contratos de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e/ou Gás Natural cláusula estabelecendo que, caso a Participação Especial seja devida para um campo em qualquer trimestre do ano-

calendário, o concessionário será obrigado a realizar Despesas Qualificadas com Pesquisa e Desenvolvimento em valor equivalente a 1% (um por cento) da receita bruta da produção para tal campo.

A lei estabeleceu ainda que, no mínimo, 50% do valor dos investimentos devem ser aplicados em instituições de pesquisa e desenvolvimento (P&D) credenciadas pela ANP para esse fim, podendo os demais recursos serem aplicados em despesas qualificadas como P&D executadas em instalações próprias dos concessionários e de empresas afiliadas.

Nos termos do que dispõe o contrato de concessão, até 2009, foram enquadrados nessa obrigatoriedade os concessionários Petrobras, Shell, Repsol, Manati, Brasoil Manati e Rio das Contas, cujas obrigações anuais são apresentadas na Tabela 2.19.

Implementado pela ANP em 1999, o Programa de Recursos Humanos - PRH-ANP - consiste na alocação de recursos em bolsas de estudo de níveis técnico e superior (graduação, mestrado e doutorado) com vistas à formação de mão de obra capacitada para atender à demanda da indústria de petróleo, gás natural e biocombustíveis.

Desde sua criação, foram investidos R\$184,3 milhões, concedidas 5.088 bolsas de estudo e formados mais de 2.700 profissionais. No ano de 2009, os recursos foram de R\$20 milhões e 520 bolsas, sendo 287 de graduação, 128 de mestrado e 105 de doutorado.

**Tabela 2.19**

**Tabela 2.20**

**Gráfico 2.10**

## **2.6. Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural**

De acordo com o Decreto nº 2.705/1998, conhecido como “Decreto das Participações Governamentais”, os preços de referência do petróleo e do gás natural são utilizados na determinação do valor da produção para fins de cálculo de royalties e participação especial.

O preço de referência do petróleo é a média ponderada dos preços de venda sem tributos praticados pela empresa durante o mês ou um preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior. Quanto ao preço de venda do petróleo, este corresponde ao preço do produto embarcado na saída da área de concessão ou FOB (*free on board*).

A ANP calcula o preço mínimo do petróleo com base no valor médio mensal da cesta-padrão proposta pelo concessionário, sendo facultado à ANP não aceitar e sugerir uma nova. A cesta é composta de até quatro tipos de petróleo cotados no mercado internacional, cujas características físico-químicas sejam similares às do petróleo produzido. Na ausência desta proposta, o preço é arbitrado pela ANP, conforme a Portaria ANP nº 206/2000.

No caso do gás natural, o preço de referência é igual à média ponderada dos preços de venda sem tributos acordados nos contratos de fornecimento, deduzidas as tarifas relativas ao transporte. Não existe preço mínimo para o gás natural.

Este preço de referência leva em conta a existência ou não da operação de venda. Caso não haja ou se a venda não refletir as condições de mercado, o preço de referência será equivalente ao preço na entrada do gasoduto de transporte, fixado pela Portaria Interministerial MF/MME nº 3/2000, o qual é indexado ao preço internacional do óleo combustível. Este mecanismo foi estabelecido pela ANP através da Portaria nº 45/2000.

Em 2009, o preço médio de referência do petróleo caiu 39,8% e ficou cotado a US\$ 50,21/barril, enquanto o do gás natural registrou decréscimo de 15,7%, ficando cotado a US\$ 262,27/mil m<sup>3</sup>. Em reais, os preços médios de referência do petróleo e do gás natural foram de R\$ 99,76/barril e R\$ 547,19/mil m<sup>3</sup>, respectivamente.

**Tabela 2.21**

**Tabela 2.22**

## **Refino e Processamento**

### **2.7. Refino de Petróleo**

Em 2009, as 16 refinarias nacionais – não incluindo a Superintendência de Industrialização do Xisto (SIX) – somaram uma capacidade de refino de 332,7 mil m<sup>3</sup>/dia. A capacidade de refino medida em m<sup>3</sup> por dia-calendário, considerando-se o fator de 90,8%, foi de aproximadamente 316,1 mil m<sup>3</sup>/dia.

Destas refinarias, 12 pertenciam à Petrobras – sendo uma, a Refap (RS), em associação com a Repsol-YPF – e responderam por 98,1% da

capacidade total. As quatro privadas eram Manguinhos (RJ), Riograndense (RS), Univen (SP) e Dax Oil (BA).

A Replan (SP) era a refinaria brasileira com a maior capacidade instalada: 66 mil m<sup>3</sup>/dia ou 19,8% do total nacional. As refinarias da Região Sudeste responderam por 207,3 mil m<sup>3</sup>/dia ou 62,3% da capacidade total do País.

No ano de 2009, 1,8 milhão de barris/dia de petróleo (659,1 milhões de barris no ano) foram processados pelo parque de refino nacional, volume 1,8% superior ao do ano anterior. Do total processado, 76,6% eram de origem nacional e 21,4% importada.

**Tabela 2.23**

**Tabela 2.24**

**Tabela 2.25**

**Gráfico 2.11**

**Gráfico 2.12**

A Replan (SP) foi a refinaria que processou a maior quantidade de petróleo no País: 346,1 mil barris/dia ou 19,2% do volume total processado. Além disso, foi responsável por processar a maior quantidade de petróleo de origem nacional: 276,4 mil barris/dia ou 20% do total nacional processado. Em contrapartida, a Refap (RS) foi a que processou o maior volume de petróleo importado: 93,2 mil barris/dia ou 24,1% do total importado processado.

Cabe ressaltar que 74,9% do petróleo processado na refinaria Riograndense (RS) era de origem importada, enquanto Lubnor (CE), Reman (AM) e Polo de Guamaré (RN) refinaram apenas petróleo de origem nacional.

**Tabela 2.26**

**Gráfico 2.13**

No ano de 2009, as refinarias nacionais apresentaram uma capacidade de armazenamento de 5,2 milhões m<sup>3</sup> de petróleo e 11,2 milhões m<sup>3</sup> de derivados de petróleo, intermediários e etanol.

Da capacidade total de armazenamento de petróleo, 3,2 milhões m<sup>3</sup> ou 60,7% se situaram na Região Sudeste, dos quais 1,7 milhão m<sup>3</sup> ou 32,8% no Estado de São Paulo. As refinarias com as maiores capacidades foram Reduc (RJ), com 21,5% do total nacional, RLAM (BA), com 18,3%, e Replan (SP), com 17,6%.

O Sudeste também concentrou a maior capacidade de armazenamento de derivados de petróleo, intermediários e álcool em refinarias, com 73,1% do total, sendo que 47,2% se localizaram no Estado de São Paulo. As refinarias com as maiores capacidades de armazenamento foram: Reduc (RJ), com 21,6%; Replan (SP), 20,4%; e Revap (SP), 16,5%.

### **Tabela 2.27**

## **2.8. Processamento de Gás Natural**

Em 2009, o processamento de gás natural foi realizado por 30 unidades (UPGNs) que, juntas, somaram 64,3 milhões m<sup>3</sup>/dia de capacidade nominal. O volume total processado no ano foi de 14,2 bilhões m<sup>3</sup> ou 38,8 milhões m<sup>3</sup>/dia.

As UPGNs de Urucu I, II e III, no Amazonas, concentraram 9,7 milhões m<sup>3</sup>/dia ou 15,1% da capacidade nacional instalada e responderam por 3,7 bilhões m<sup>3</sup> ou 25,6% do volume total de gás natural processado no País em 2009.

Como resultado do processamento de gás natural, as UPGNs nacionais produziram 1,8 milhão m<sup>3</sup> de GLP; 467 mil m<sup>3</sup> de C<sub>5</sub><sup>+</sup> (gasolina natural); e 12,9 bilhões m<sup>3</sup> de gás seco.

Destacaram-se ainda a produção de GLP, C<sub>5</sub><sup>+</sup> e gás seco das unidades de Cabiúnas (UPGN, UPCGN, URGN e URLs), que responderam, respectivamente, por 17,1%, 36,6% e 28,7% da produção total.

### **Tabela 2.28**

### **Tabela 2.29**

### **Tabela 2.30**

### **Tabela 2.31**

### **Gráfico 2.14**

### **Cartograma 2.1**

## **2.9. Produção de Derivados de Petróleo**

Em 2009, a produção brasileira de derivados de petróleo foi de 109,8 milhões m<sup>3</sup>, 1,4% a mais que em 2008. Deste volume, 106,5 milhões m<sup>3</sup> (97% do total) foram produzidos em refinarias; 1,8 milhão m<sup>3</sup> (1,6%) em UPGNs; 1,2 milhão m<sup>3</sup> (1,1%) em centrais petroquímicas; e 314 milhões m<sup>3</sup> (0,3%) por outros produtores (formuladores).

Estes valores não incluem o volume de derivados produzidos a partir do xisto betuminoso. Portanto, para obter-se o volume total de derivados produzido no País, deve-se se somar os dados apresentados neste tema àqueles constantes da tabela 2.43 (Capítulo 2.11 – Industrialização do Xisto).

Os derivados energéticos corresponderam a 84,2% do total produzido, após terem sofrido um aumento de 1,1% em seu volume e atingido 92,4 milhões m<sup>3</sup>. A produção dos não-energéticos foi de 17,3 milhões m<sup>3</sup>, ou 15,8% do total produzido, após uma diminuição de 3,4% em comparação a 2008.

Do volume total de derivados produzido no Brasil, o óleo diesel teve participação de 39,1% ou 42,9 milhões m<sup>3</sup>, e a gasolina A de 19% ou 20,9 milhões m<sup>3</sup>.

Entre os derivados não-energéticos, destacou-se a nafta, responsável por 7,7% da produção total de derivados e 48,5% da produção de não-energéticos.

**Tabela 2.32**

**Tabela 2.33**

**Gráfico 2.15**

**Gráfico 2.16**

**Gráfico 2.17**

Em 2009, as refinarias de São Paulo produziram 47,5 milhões m<sup>3</sup> de derivados, o que representou 44,6% da produção nacional das refinarias.

A Replan (SP) foi responsável por 20,9 milhões m<sup>3</sup> de derivados, ou seja, 19,6% do total das refinarias. Além disso, se destacou na produção de óleo diesel (25,6%), gasolina A (20,3%), GLP (18,1%) e coque (49,9%).

A Revap (SP) foi a principal produtora de óleo combustível (25,7%) e QAV (42,1%), enquanto a RPBC (SP) se destacou na produção de solventes (39,1%).

Já a Reduc (RJ) foi a maior produtora de nafta (18,6%) e óleo lubrificante (75,8%).

Em relação às centrais petroquímicas, no ano de 2009, sua produção atingiu 1,2 milhão m<sup>3</sup>, volume 21,8% maior que o de 2008, e se subdividiu em 66,1% de gasolina A e 33,9% de GLP.

**Tabela 2.34**

**Tabela 2.35**

## **2.10. Preços dos Produtores e Importadores de Derivados de Petróleo**

Os preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores (refinarias, centrais petroquímicas e formuladores) e importadores de gasolina A, óleo diesel, QAV e GLP são publicados no **Anuário Estatístico** desde a edição de 2003, em substituição às séries de preços de realização e faturamento dos derivados de petróleo divulgadas nas 15 edições anteriores. A partir da abertura do mercado nacional de derivados, em janeiro de 2002, os preços de realização e faturamento deixaram de existir, e os preços passaram a flutuar de acordo com as condições econômicas do mercado nacional.

Vale ressaltar que nos preços dos produtores e importadores publicados neste capítulo estão incluídas as parcelas relativas à Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide), instituída pela Lei nº 10.336/2001, com alíquotas alteradas pelo Decreto nº 4.565/2003; aos Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/Pasep); e ao financiamento da Seguridade Social (Cofins), conforme a Lei nº 9.990/2000. Não estão computados os valores do ICMS, que dependem de legislação própria de cada Unidade da Federação.

Os preços divulgados neste capítulo são reportados semanalmente pelos produtores e importadores à ANP que, através da Portaria ANP nº 297/2001, instituiu a obrigatoriedade da apresentação das informações relativas à comercialização de gasolina A, óleo diesel, QAV, GLP e óleo combustível. Estes valores são frequentemente atualizados e encontram-se disponíveis para consulta no sítio da ANP na internet.

**Tabela 2.36**

**Tabela 2.37**

**Tabela 2.38**

**Tabela 2.39**

**Tabela 2.40**

**Tabela 2.41**

**Tabela 2.42**

## **Industrialização do Xisto**

### **2.11. Industrialização do Xisto**

Este tema apresenta de forma sintética as atividades relacionadas ao xisto betuminoso que possuem interface com a indústria nacional do petróleo. O xisto é uma rocha sedimentar rica em matéria orgânica (querogênio). Quando submetido a temperaturas elevadas, decompõe-se em óleo, água, gás e um resíduo sólido contendo carbono. Assim, através de sua transformação, é possível produzir uma série de subprodutos que podem ser aproveitados pelos mais diversos segmentos industriais.

A Petrobras, única empresa a utilizar o xisto para fins energéticos no Brasil, concentra suas operações na jazida localizada em São Mateus do Sul, no Estado do Paraná, onde está instalada sua Unidade de Negócio da Industrialização do Xisto (SIX).

O volume de xisto bruto processado em 2009 foi de 2,1 milhões de toneladas, 5,1% superior ao do ano anterior.

Da transformação do xisto, na SIX, são obtidos os seguintes produtos energéticos: gás de xisto, GLP e óleo combustível. Também são produzidos nafta e outros derivados não-energéticos. A produção de nafta é enviada à Repar, onde é incorporada à produção de derivados.

Em 2009, a produção de gás de xisto foi de 14,3 mil toneladas, volume 9,4% maior que o registrado em 2008. Já a produção de GLP somou 27 mil m<sup>3</sup>, 46% a mais que no ano anterior. Por sua vez, o volume de óleo combustível obtido a partir do processamento do xisto cresceu 73,8%, atingindo 270,6 mil m<sup>3</sup>.

Quanto aos produtos não-energéticos, a produção de 40,8 mil m<sup>3</sup> de nafta foi 8,2% maior que a de 2008. Entretanto, a de outros derivados não-energéticos caiu 34,1%, situando-se em cerca de 1,5 mil m<sup>3</sup>.

#### **Tabela 2.43**

## **Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Etanol e Gás Natural**

### **2.12. Terminais**

Para viabilizar a movimentação de petróleo, derivados e etanol no território nacional, em 2009, o Brasil dispunha de 100 terminais autorizados, sendo nove centros coletores de etanol, 62 terminais aquaviários e 29 terminais terrestres, totalizando 1.556 tanques. A capacidade nominal de armazenamento era de 11,8 milhões m<sup>3</sup>, dos quais 5,4 milhões m<sup>3</sup> destinados ao petróleo, 6,1 milhões m<sup>3</sup> aos derivados e 326,7 mil m<sup>3</sup> ao GLP.

Os terminais aquaviários concentravam a maior parte da capacidade nominal de armazenamento (8,2 milhões m<sup>3</sup> ou 69,5% do total) e o maior número de tanques autorizados (1.157 ou 74,4% do total).

Em relação às Unidades da Federação, São Paulo foi a que apresentou a maior capacidade de armazenamento em terminais e o maior número de tanques: 4,8 milhões m<sup>3</sup> (40,7% da capacidade nacional) em 628 tanques (40,4% dos tanques disponíveis no País).

#### **Tabela 2.44**

### **2.13. Dutos**

Em 2009, a infraestrutura dutoviária nacional era composta de 569 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos. Esses dutos somavam 16,9 mil km de extensão, divididos em 12,4 mil km para transporte e 4,5 mil km para transferência.

Com extensão de 9,8 mil km, 98 dutos se destinavam à movimentação de gás natural. Para os derivados, havia 402 dutos, totalizando 5 mil km. Outros 32 dutos, com 2 mil km, se destinavam à movimentação de petróleo. E os 76 km restantes, compostos por 37 dutos, eram reservados à movimentação dos demais produtos, tais como álcool e solventes.

Os traçados dos dutos encontram-se ilustrados nos Cartogramas 2.2 e 2.3.

#### **Tabela 2.45** **Cartograma 2.2** **Cartograma 2.3**

## Comércio Exterior

### 2.14 Importação e Exportação de Petróleo

Para complementar o suprimento nacional, o Brasil importou 143,5 milhões de barris de petróleo em 2009, 3,8% a menos que no ano anterior. No período entre 2000 e 2009, a taxa média de queda na importação foi de 0,1%. No entanto, em 2001, 2004 e 2007, houve aumento do volume importado.

A principal região fornecedora foi a África, com 99,6 milhões de barris ou 69,4% do total importado pelo Brasil. Em seguida, veio o Oriente Médio, com participação de 37,2 milhões de barris de petróleo ou 25,9% do total.

Da África destacaram-se Nigéria, Líbia e Argélia, que responderam, respectivamente, por 48,9%, 8,6% e 8% do total importado pelo Brasil. No Oriente Médio, os únicos países que exportaram para o Brasil foram Arábia Saudita e Iraque, com participação de 17,5% e 8,5% do total, nesta ordem.

Entre os países das Américas Central e do Sul, que exportaram 3,7 milhões de barris ao Brasil ou 2,6% do total, a Argentina teve a maior participação, respondendo por 2,4% do total.

O dispêndio com as importações caiu 44,5%, chegando a US\$ 9,2 bilhões, em vista do decréscimo do preço médio do barril do petróleo importado pelo Brasil. Em 2009, este atingiu a cifra de US\$ 63,88, valor 41,2% menor que o do ano anterior.

#### **Tabela 2.46**

#### **Gráfico 2.18**

#### **Gráfico 2.19**

As exportações brasileiras de petróleo chegaram a 191,9 milhões de barris em 2009, um acréscimo de 21,3% em relação ao ano anterior. A receita gerada foi de US\$ 9,4 bilhões, 31,5% a menos do que em 2008. Este resultado se deveu à significativa queda do barril de petróleo exportado pelo Brasil, cujo preço médio passou de US\$ 86,54 para US\$ 48,84. Esta diminuição de 43,6% seguiu a tendência observada no mercado internacional (vide seção 1, tema Petróleo, capítulo 1.4).

O principal destino destas exportações foram as Américas Central e do Sul, que importaram 37,5% do volume total, com destaque para Santa Lúcia, com 28,8%, e Chile, com 5,4%.

Em seguida, veio a América do Norte, cujo único país de destino foi os Estados Unidos, com 26% do total. A terceira posição coube à região Ásia-Pacífico, responsável pela compra de 21,9% do petróleo exportado pelo Brasil, sendo 14% pela China e 7,3% pela Índia. E logo atrás, situou-se a Europa, com 14,6%.

**Tabela 2.47**

**Tabela 2.48**

## **2.15. Importação e Exportação de Derivados de Petróleo**

Em 2009, as importações de derivados de petróleo totalizaram 15,9 milhões m<sup>3</sup>, volume 11% inferior ao registrado em 2008. Os derivados energéticos representaram 46,1% das importações, após uma diminuição de 24,3% em relação ao ano anterior. Já os não-energéticos tiveram crescimento de 4,7% e atingiram 8,6 milhões m<sup>3</sup> ou 53,9% do total.

Os derivados energéticos importados em maior quantidade foram óleo diesel, coque e GLP com, respectivamente, 22,1%, 20,6% e 16% do volume total. Dentre os não-energéticos, a nafta se sobressaiu com 25,9%.

O dispêndio com as importações de derivados somou US\$ 5,6 bilhões, sendo a nafta e o óleo diesel os principais responsáveis por este montante, com participações de 27,5% e 30%, respectivamente. Em 2009, houve um decréscimo de 50,1% no dispêndio total, como consequência da baixa generalizada dos preços dos derivados de petróleo no mercado internacional.

As importações originaram-se principalmente das Américas Central e do Sul (36,1%), com destaque para a Argentina (20,6%), e da América do Norte (22,9%), com destaque para os Estados Unidos (22,3%).

O óleo diesel teve como origem principal a Índia (31,4%), enquanto o coque teve os Estados Unidos (62,4%), e a nafta, a Argentina (45,1%).

**Tabela 2.49**

**Tabela 2.50**

**Gráfico 2.20**

**Gráfico 2.21**  
**Gráfico 2.22**

Em 2009, a exportação de derivados de petróleo totalizou 15,2 milhões m<sup>3</sup>, um decréscimo de 5,2% em relação a 2008.

Os derivados energéticos representaram 94,2% do total exportado, com destaque para o óleo combustível, com 4,3 milhões m<sup>3</sup> ou 28,5% do total. Em seguida vieram o óleo combustível marítimo e a gasolina A com, respectivamente, 27,5% e 16,6% do total exportado.

Em 2009, a receita com as exportações de derivados somou US\$ 6 bilhões, montante 39,3% inferior ao de 2008, em virtude da queda dos preços do petróleo no mercado internacional. O produto que apresentou maior decréscimo foi a nafta, de 80,2%, representando apenas 0,1% do total arrecadado.

As exportações brasileiras de derivados foram destinadas, em sua maioria, às Américas Central e do Sul, que importaram 4,7 milhões m<sup>3</sup> ou 31% do total. O país que isoladamente mais importou derivados do Brasil foi as Antilhas Holandesas, com 2,7 milhões m<sup>3</sup> ou 17,8% do total.

**Tabela 2.51**  
**Tabela 2.52**  
**Tabela 2.53**

**Gráfico 2.23**  
**Gráfico 2.24**

## **2.16. Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados**

Em 2009, o Brasil teve um resultado superavitário no comércio internacional de petróleo e derivados, revertendo o resultado do último ano e reafirmando a autossuficiência de abastecimento de petróleo e derivados alcançada em 2006 e 2007.

A exportação líquida de petróleo bruto foi de 21,1 mil m<sup>3</sup>/dia. Já a importação líquida de derivados foi de 2,1 mil m<sup>3</sup>/dia em 2009.

**Tabela 2.54**

**Gráfico 2.25**

## **2.17. Importação de Gás Natural**

As importações brasileiras de gás natural caíram 24,7% em relação a 2008, totalizando 8,5 bilhões m<sup>3</sup>, dos quais 8,1 bilhões m<sup>3</sup> ou 94,9% se originaram da Bolívia. O volume restante foi de GNL, na forma gasosa, proveniente de Trinidad e Tobago e da Nigéria.

O dispêndio com a importação de gás natural foi de US\$ 1,7 bilhão, 43,6% a menos que em 2008, o que correspondeu a, em média, US\$ 200,01 por mil m<sup>3</sup> de gás importado.

**Tabela 2.55**

**Tabela 2.56**