

## **SEÇÃO 2 – Indústria Nacional do Petróleo**

### **Exploração & Produção**

- 2.1 Blocos e Campos Concedidos
- 2.2 Reservas
- 2.3 Produção
- 2.4 Participações Governamentais e de Terceiros
- 2.5 Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

### **Refino e Processamento**

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

### **Industrialização do Xisto**

- 2.10 Industrialização do Xisto

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

- 2.11 Terminais
- 2.12 Dutos

### **Comércio Exterior**

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

A segunda seção deste **Anuário Estatístico** apresenta dados que refletem o desempenho da indústria brasileira do petróleo. A seção subdivide-se em cinco temas: **Exploração & Produção, Refino e Processamento, Industrialização do Xisto, Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Álcool e Gás Natural e Comércio Exterior.**

O tema **Exploração & Produção** traz um panorama do segmento *upstream* da indústria petrolífera nacional e organiza-se em cinco capítulos. No primeiro capítulo, *Blocos e Campos Concedidos*, apresenta-se a situação vigente, em 31 de dezembro de 2003, das áreas concedidas pela ANP para as atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural. O segundo capítulo, *Reservas*, contempla a evolução das reservas totais e provadas brasileiras de petróleo e de gás natural. O desempenho das atividades de produção nacional de hidrocarbonetos é abordado no terceiro capítulo, *Produção*. Em seguida, o quarto capítulo, *Participações Governamentais e de Terceiros*, apresenta os montantes das participações governamentais e de terceiros instituídas pela Lei n.º 9.478/97 pagos pelos concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Finalmente, o quinto capítulo, *Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural*, registra os preços médios destes produtos produzidos nos campos das áreas concedidas pela ANP para o exercício das atividades de exploração e produção, tomando-se como base os preços de referência utilizados no cálculo das participações governamentais.

O segundo tema desta seção, **Refino e Processamento**, encontra-se 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 último 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, Álcool e Gás Natural** é tratado em dois capítulos, *Terminais e Dutos*, ambos apresentando informações sobre a

infra-estrutura disponível para transporte e transferência de hidrocarbonetos e álcool combustível no País.

O último tema da segunda seção deste **Anuário, 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 nesta seção os dados sobre os volumes de petróleo, seus derivados e gás natural transacionados internacionalmente e os montantes financeiros envolvidos nesta pauta do comércio exterior do País, além da evolução da dependência externa do Brasil no tocante ao petróleo e seus derivados.

## **2.1. Blocos e Campos Concedidos**

A ANP tem como uma de suas atribuições a promoção de licitações para a concessão de blocos destinados à exploração de petróleo e de gás natural, os quais, após a conclusão da etapa de exploração e da eventual declaração de comercialidade, alcançam as fases de desenvolvimento e produção.

Até 31/12/2003, a Agência já havia concedido: 115 blocos exploratórios, 49 campos em desenvolvimento da fase de produção e 233 campos produtores, através da Rodada Zero; 12 blocos exploratórios na Primeira Rodada; 21 blocos exploratórios na Segunda Rodada; 34 blocos exploratórios na Terceira Rodada; 21 blocos exploratórios na Quarta Rodada; e 101 blocos exploratórios na Quinta Rodada de Licitações para a contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no Brasil.

Até a data supracitada, a ANP aceitou a devolução de 107 blocos declarados como não-comercializáveis, ou seja, blocos exploratórios que não alcançaram as etapas de desenvolvimento e produção. A referida devolução deu-se da seguinte forma: 26 blocos foram devolvidos no ano de 1999; 3 em 2000; 44 em 2001; 19 em 2002; e 15 em 2003. Com relação às Rodadas nas quais os blocos devolvidos foram licitados: 88 blocos exploratórios devolvidos foram concedidos na Rodada Zero, 6 na Primeira Rodada, 7 na Segunda Rodada, 5 na Terceira Rodada e 1 na Quarta Rodada de Licitações.

Assim, a ANP administrava, em 31/12/2003, 403 contratos de concessão referentes a 116 blocos exploratórios, 42 campos em desenvolvimento e 245 campos produtores.

Fruto das cinco rodadas de licitação promovidas pela ANP entre 1999 e 2003, 37 concessionárias, incluindo a Petrobras, estavam realizando atividades exploratórias no mercado petrolífero brasileiro em 31/12/2003. Destas, 10 também estavam realizando atividades de desenvolvimento e produção, somadas a 5 outras empresas, atuando individualmente ou em parceria com a Petrobras nas áreas concedidas na Rodada Zero. De forma resumida, 42 concessionários (incluindo a Petrobras) estavam realizando atividades de exploração, desenvolvimento e/ou produção no País em 31/12/2003.

Dos 116 blocos exploratórios em atividade ao final de 2003, 43 estavam sendo explorados somente pela Petrobras, 31 pela Petrobras em parcerias com outras empresas (sendo a Petrobras operadora em 20 destas parcerias) e 42 não contavam

com a participação desse concessionário (8 em parceria sem a Petrobras e 34 por empresas sem parceria). Além da Petrobras, mais 24 concessionários eram operadores de blocos exploratórios concedidos.

Nos 42 campos em desenvolvimento existentes em 31/12/2003, todos oriundos de concessões realizadas na Rodada Zero, ainda se observava uma grande concentração das atividades nas mãos da Petrobras, que atuava sozinha em 32 destes campos e participava de 7 parcerias (sendo operadora em 5 destas parcerias). As duas empresas operadoras em parcerias com a Petrobras eram a El Paso, no campo Sardinha (Bacia de Camamu-Almada), e a ChevronTexaco, no campo de Frade (Bacia de Campos). Apenas 3 campos na fase de desenvolvimento não possuíam a participação da Petrobras, sendo todos localizados na Bacia Sergipe-Alagoas e atualmente concedidos à Marítima: Fazenda Guindaste, Lagoa Pacas e Sebastião Ferreira.

Com relação aos 245 campos produtores, todos também originalmente concedidos pela ANP à Petrobras na Rodada Zero, observa-se que em 31/12/2003 apenas 10 não possuíam a participação da Petrobras e outros 6 campos eram parcerias entre esta empresa e outras concessionárias (sendo a Petrobras operadora em 3). Os demais 229 campos produtores eram concessões à Petrobras sem parcerias.

## 2.2. Reservas

As reservas totais de petróleo foram contabilizadas em 13,5 bilhões de barris no final do ano 2003, refletindo uma taxa de crescimento médio nos últimos 10 anos de 5,1%. As reservas provadas no referido ano corresponderam a 10,6 bilhões de barris (volume 8,1% superior ao registrado em 2002), representando 78,6% das reservas totais. Com isso, o Brasil ocupou a 16ª posição no *ranking* mundial quanto às reservas provadas de petróleo, perdendo uma posição em relação ao ano anterior.

### Gráfico 2.1.

Das reservas provadas nacionais, 91,2% localizavam-se no mar, com destaque para o Rio de Janeiro (detendo 91,6% das reservas provadas *offshore*), e 8,8% localizavam-se em jazidas terrestres.

Em termos do crescimento das reservas provadas entre 2002 e 2003, destacaram-se as jazidas *offshore* dos estados do Espírito Santo e Rio de Janeiro, que apresentaram taxas de 22,0% e 8,3%. Com este resultado, o Espírito Santo passou a deter 6,8% do total de reservas provadas do País, ficando atrás apenas do Rio de Janeiro, com 83,5%.

### Gráfico 2.2.

No tocante ao gás natural, as reservas provadas alcançaram 245,3 bilhões m<sup>3</sup> em 2003, as quais representavam 69,8% das reservas totais de gás natural no território brasileiro. Entre 2002 e 2003, o volume das reservas provadas de gás natural registradas cresceram apenas 0,3%, mantendo a posição do Brasil no 43º lugar do *ranking* mundial de reservas. No período 1994-2003, as reservas provadas de gás natural apresentaram uma taxa média de crescimento de 2,4% ao ano.

### Gráfico 2.3.

Similarmente ao petróleo, a maior parte das reservas provadas de gás natural do Brasil encontravam-se em reservatórios marítimos (68,8%). O estado com maior participação nestas reservas, o Rio de Janeiro, apresentou em 2003 apenas reservatórios *offshore* e concentrou 48,6% do volume nacional, sendo seguido pelo Amazonas, cujas jazidas terrestres corresponderam a 20,0% das reservas provadas nacionais. Observa-se que a dispersão das reservas de gás natural pelo território nacional não acompanha a distribuição das reservas de petróleo, sendo esta última muito mais concentrada na Região Sudeste do País.

Merece destaque o crescimento de 7,5% das reservas provadas de gás natural do Espírito Santo, estado que representou, em 2003, 7,1% das reservas provadas nacionais; em 2002, sua participação era de 6,7%. Em termos absolutos, as reservas provadas do estado do Rio de Janeiro cresceram mais do que as do Espírito Santo, ainda que em termos percentuais este aumento tenha sido de apenas 2,5%.

### Gráfico 2.4.

## 2.3. Produção

Em 2003, 9.209 poços foram responsáveis pela produção nacional de petróleo e de gás natural, número 3,1% superior ao registrado em 2002. Os poços localizados em terra, representando 91,6% do total, tiveram um crescimento de 3,6% no período. Ao contrário, os poços marítimos (8,4% do total) apresentaram uma redução de 1,9% entre 2002 e 2003.

No ano, a produção nacional diária de petróleo (incluindo óleo cru e condensado, não incluindo LGN, óleo de xisto, GLP e C<sub>5</sub><sup>+</sup>) foi de 1,5 milhão b/d (546,1 milhões de barris no ano), tendo aumentado 2,9% em relação a 2002. Nos últimos 10 anos, a produção de petróleo do País vem crescendo a uma taxa média anual de 9,4%. Com

isso, o Brasil avançou mais uma posição no *ranking* mundial, passando a ser o 15º maior produtor de petróleo (incluindo óleo cru, condensado e LGN).

Os constantes recordes de produção de óleo cru (incluindo óleo cru e condensado) registrados até 2001 não estavam sendo acompanhados por aumentos relativos no volume das reservas provadas nacionais, de forma que a relação reservas/produção vinha caindo ano a ano desde 1996. Entretanto, em 2002, este índice voltou a apresentar ligeiro crescimento, passando de 18,0 para 18,5. Em 2003, um novo impulso nas reservas, associado a um crescimento mais modesto da produção, elevou este índice para 19,4 anos (valor 5,1% superior). Nos últimos 10 anos, este índice reduziu-se a uma taxa média de 1,5% ao ano.

A maior parte da produção nacional de petróleo (exclusive LGN) foi extraída de campos marítimos, responsáveis por 85,4% do total produzido. O estado do Rio de Janeiro respondeu por 95,7% da produção marítima e por 81,7% da produção total nacional. Após um largo histórico de incrementos expressivos no volume produzido, em 2003 este Estado apresentou uma taxa modesta de crescimento, de 1,8%. Nos últimos 10 anos, o crescimento médio anual da produção de petróleo do Rio de Janeiro foi de 12,0%.

Em terra, o estado do Rio Grande do Norte foi o maior produtor, concentrando 30,9% da produção terrestre nacional; em relação ao total produzido no País, entretanto, a produção potiguar representou apenas 5,2%.

O maior crescimento na produção de petróleo observado em 2003 foi verificado nos poços marítimos do estado do Espírito Santo, de 481,5%. A participação deste estado na produção nacional passou de 1,9% em 2002 para 2,9% em 2003. Contrariamente, o estado de São Paulo apresentou a maior queda de produção em 2003 (-7,5%), porém sem impacto significativo no volume nacional, visto que a produção paulista representou apenas 0,1% do total nacional em 2003.

#### **Gráfico 2.5.**

No período de 1994 a 2003, a produção nacional de gás natural apresentou um crescimento de 8,3% ao ano, atingindo 15,8 bilhões m<sup>3</sup> no último ano, somados os volumes de gás reinjetado, queimado, perdido, consumido nas áreas de produção, refino, processamento e movimentação de gás natural, bem como o volume condensado na forma de LGN. O volume de gás natural reinjetado, revertendo uma recente tendência de crescimento, caiu 2,7% em relação a 2002. Nos últimos 10 anos, o volume de gás reinjetado cresceu a uma taxa média de 8,9% ao ano. Já as queimas e perdas de gás

apresentaram queda pelo segundo ano consecutivo, com redução de 23,9% em relação a 2002, contra uma taxa média de crescimento de 3,4% nos últimos 10 anos.

Como resultado, no ano de 2003 o Brasil manteve-se na 35ª colocação no *ranking* mundial de produtores de gás natural. O incremento da produção de gás natural, no entanto, não foi acompanhado por uma elevação correspondente no volume das reservas provadas, o que fez com que a relação reservas/produção (R/P) fosse reduzida, passando de 20,1 em 2002 para 19,6 anos em 2003. Vale notar que este índice vem caindo desde o início do período analisado. A taxa média de variação do índice R/P nos últimos 10 anos foi de -5,3% ao ano. Para o cálculo da posição brasileira no *ranking* mundial de produtores, descontou-se da produção os volumes de queimas, perdas e reinjeção, para poder compará-la com os dados mundiais publicados pela BP (vide Tabela 1.6). Para o cálculo do índice R/P, considerou-se a produção de gás natural excluindo o volume reinjetado, mas incluindo as queimas e perdas.

Os campos marítimos foram responsáveis por 57,5% do gás natural produzido no País em 2003. A produção marítima total de gás natural caiu 2,9% entre 2002 e 2003, enquanto a produção terrestre registrou um incremento de 8,8% no mesmo período. O estado do Rio de Janeiro foi o maior produtor de gás natural, concentrando 42,2% do volume total produzido e 73,3% da produção marítima nacional. O segundo maior produtor foi o Amazonas, representando 18,9% da produção nacional e 44,6% do volume *onshore*.

#### Gráfico 2.6.

Do volume total de gás natural produzido em 2003, 1,6 bilhão m<sup>3</sup> (10,3%) foi queimado e perdido e 3,3 bilhões m<sup>3</sup> (20,8%) foram reinjetados. Conforme já mencionado, o volume de queimas e perdas de gás natural caiu pelo segundo ano consecutivo, com redução de 23,9% em relação a 2002, revertendo uma tendência histórica de crescimento. Este fato pode ser explicado, em parte, pelo contínuo aumento da produção de gás natural classificado como não-associado (6,5% entre 2002 e 2003). Em campos contendo gás natural não-associado, toda a infra-estrutura de produção destina-se à extração deste energético, o que minimiza a queima e reduz as perdas. Já nos campos com gás associado ao petróleo, parte do gás natural produzido, se não for reinjetado no poço (com vistas a aumentar a recuperação do petróleo) nem tiver mercado consumidor próximo, acaba sendo queimado.

Em relação ao consumo próprio nas áreas de produção de gás natural, verificou-se um crescimento de 9,2% no ano de 2003 em relação ao volume consumido em 2002.



## 2.4. Participações Governamentais e de Terceiros

A Lei do Petróleo (Lei n.º 9.478/97) 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.

Como resultado das atividades de produção de petróleo e de gás natural, no ano de 2003 foram arrecadados R\$ 4,4 bilhões em *royalties*, valor 38,1% superior ao recolhido em 2002. Deste montante, 32,1% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 33,5% aos Municípios produtores ou confrontantes; 12,3% ao Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT; 14,7% ao Comando da Marinha e 7,3% 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 43,3% do total arrecadado no País a título de *royalties*, cabendo à esfera estadual 47,6% deste percentual.

### Gráfico 2.7.

Quanto à participação especial, seu recolhimento atingiu R\$ 5,0 bilhões no ano de 2003, quase o dobro do montante arrecadado em 2002. Deste valor, conforme definido pela Lei do Petróleo, couberam 40,0% aos estados produtores ou confrontantes, 10,0% aos Municípios produtores ou confrontantes, 40,0% ao Ministério de Minas e Energia – MME e 10,0% ao Ministério do Meio Ambiente – MMA.

Os estados beneficiários da participação especial foram, em ordem de importância: Rio de Janeiro (com 98,1% do total destinado às Unidades da Federação), Amazonas, Espírito Santo e Rio Grande do Norte. Entre os Municípios beneficiários destacaram-se Campos dos Goytacazes (50,7%), Rio das Ostras (22,9%) e Macaé (14,5%), todos situados no estado do Rio de Janeiro.

### Gráfico 2.8.

O pagamento pela ocupação ou retenção de 420 áreas totalizou R\$ 126,2 milhões em 2003. Do total de áreas ocupadas, 131 encontravam-se em exploração e foram responsáveis por 63,6% do pagamento; 43 estavam em desenvolvimento, respondendo por 0,4% do valor pago e 246 encontravam-se na fase de produção, correspondendo a 36,0% do pagamento total pela ocupação ou retenção de área.

Adicionalmente às participações governamentais, a Lei do Petróleo estabeleceu ainda o pagamento pelos concessionários de uma participação sobre o valor do petróleo e do gás natural produzido a ser destinada aos proprietários das terras onde são realizadas as atividades de exploração e produção. Em 2003, este pagamento somou R\$ 47,0 milhões, valor 41,2% superior ao pago em 2002. Este montante foi distribuído a 1.066 proprietários cadastrados em seis estados e, no caso de propriedades não-regularizadas, depositado em poupança.

### Gráfico 2.9.

## 2.5. Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

De acordo com o Decreto n.º 2.705/98, conhecido como “Decreto das Participações Governamentais”, os preços de referência do petróleo e do gás natural são utilizados na determinação do valor da produção destes hidrocarbonetos para fins de cálculo dos *royalties* e da participação especial.

Com relação ao petróleo, é adotada como preço de referência a média ponderada dos preços de venda (sem tributos) praticados pela empresa no respectivo 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*). O preço mínimo do petróleo é calculado pela ANP com base no valor médio mensal de uma cesta-padrão proposta pelo concessionário (sendo facultado à ANP não aceitar a metodologia proposta e sugerir nova cesta-padrão ao concessionário), composta de até quatro tipos de petróleo cotados no mercado internacional, cujas características físico-químicas sejam similares às do petróleo produzido, nos termos do Art. 7º, do capítulo IV, do Decreto das Participações Governamentais. Na ausência desta proposta, o preço é arbitrado pela ANP, conforme a Portaria ANP n.º 206/00, que estabelece a metodologia de cálculo do preço mínimo do petróleo produzido mensalmente em cada campo, adotado para fins de cálculo de *royalties* e da participação especial.

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 entre concessionário e compradores, deduzidas as tarifas relativas ao transporte do gás até os pontos de entrega. Ao contrário do petróleo, não existe preço mínimo para o gás natural. O preço de referência do gás natural leva em conta a existência ou não da operação de venda. Caso não haja venda do gás natural produzido, ou se a venda não refletir as

condições do mercado, o preço de referência será equivalente ao preço deste na entrada do gasoduto de transporte, fixado pela Portaria Interministerial MF/MME n.º 3/00, o qual é indexado ao preço internacional do óleo combustível. Este mecanismo foi estabelecido pela ANP através da Portaria n.º 45/00.

Em 2003, os preços médios de referência do petróleo e do gás natural tiveram acréscimos de 16,3% e 70,2%, respectivamente, em relação aos seus valores no ano anterior, alcançando as médias de R\$ 73,22/b para o petróleo e de R\$ 340,40/mil m<sup>3</sup> para o gás natural.

## **2.6. Refino de Petróleo**

Em 2003, as 13 refinarias nacionais (não incluindo a Superintendência de Industrialização do Xisto – SIX) somaram uma capacidade operacional de refino equivalente a 324,6 mil m<sup>3</sup>/d. A capacidade de refino medida em barris por dia-calendário, considerando-se o fator de 95%, foi de aproximadamente 308,4 mil m<sup>3</sup>/d. Destas refinarias, onze pertenciam à Petrobras (sendo uma, a REFAP – Refinaria Alberto Pasqualini S.A., em associação com a Repsol-YPF) e responderam por 98,5% da capacidade total, e duas eram privadas (Manguinhos, pertencente à Repsol-YPF e ao Grupo Peixoto de Castro, e Ipiranga, pertencente à Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga).

A REPLAN, localizada em São Paulo, era em 2003 a refinaria brasileira com a maior capacidade operacional instalada, 17,9% do total nacional. As refinarias da Região Sudeste responderam por 62,7% da capacidade operacional total do País.

No ano de 2003, foi processado pelo parque de refino nacional uma média de aproximadamente 1,6 milhão b/d de petróleo (588,7 milhões de barris no ano), volume praticamente idêntico ao processado no ano anterior (588,8 milhões de barris no ano). Em relação à origem do petróleo processado nas refinarias nacionais, a quantidade de óleo nacional transformado nas refinarias brasileiras aumentou 0,6%, enquanto a quantidade importada decresceu 4,7% entre 2002 e 2003. Do total de petróleo processado em 2003, 78,5% eram de origem nacional.

**Gráfico 2.10.**

**Gráfico 2.11.**

Em 2003, a REPLAN foi responsável por 18,0% do volume total de petróleo processado no País, refinando uma média diária de 290,1 mil b. Esta refinaria também foi a que processou a maior quantidade de petróleo de origem nacional, 19,4% do total.

Já a REDUC, no estado do Rio de Janeiro, responsável por 12,5% do volume total processado no País, foi a refinaria que transformou a maior parte do petróleo importado, 28,5% do total.

Todo o petróleo processado na refinaria Ipiranga (RS) em 2003 foi de origem importada, enquanto a REMAN (AM) processou apenas petróleo de origem nacional.

#### **Gráfico 2.12.**

No ano de 2003, as refinarias nacionais apresentaram uma capacidade de armazenamento de 37,4 milhões de barris de petróleo e 10,0 milhões m<sup>3</sup> de derivados de petróleo, álcool e MTBE. Da capacidade total de armazenamento de petróleo, 65,3% situaram-se na Região Sudeste, sendo que as refinarias do estado de São Paulo concentraram 36,5% do total nacional. A refinaria com a maior capacidade de armazenamento de petróleo foi a REDUC (RJ), com 17,5% do total nacional.

O Sudeste também foi a região que concentrou a maior capacidade de armazenamento de derivados de petróleo, álcool e MTBE em refinarias, com 75,4% do total, sendo que 50,6% desta capacidade localizava-se no estado de São Paulo. A REPLAN (SP) foi a refinaria que apresentou a maior capacidade de armazenamento de derivados de petróleo, álcool e MTBE, com 22,0% do total nacional.

### **2.7. Processamento de Gás Natural**

No ano 2003, o processamento do gás natural nacional foi realizado por 18 unidades de processamento (UPGNs) que somaram uma capacidade nominal instalada de 38,6 milhões m<sup>3</sup>/d de gás. O volume total de gás natural processado foi de 11,2 bilhões m<sup>3</sup> (30,7 milhões m<sup>3</sup>/d). As UPGNs de Urucu (I e II), no Amazonas, concentraram 17,3% da capacidade instalada nacional e responderam por 21,4% do volume total de gás natural processado no País.

Como resultado do processamento de gás natural, as UPGNs nacionais produziram 2,6 milhões m<sup>3</sup> de GLP; 848,2 mil m<sup>3</sup> de C<sub>5</sub><sup>+</sup> (gasolina natural) e 10,5 bilhões m<sup>3</sup> de gás seco. No ano, os volumes de produção de GLP, C<sub>5</sub><sup>+</sup> e gás seco aumentaram 30,2%, 49,6% e 22,5%, respectivamente. Destacaram-se as unidades de Urucu (I e II), que juntas foram responsáveis por 29,9% e 20,8% da produção nacional de GLP e de gás seco, respectivamente. As unidades de Cabiúnas (UPGN, UPCGN e URGN) foram as maiores produtoras de C<sub>5</sub><sup>+</sup> e responderam por 42,9% da produção total.

#### **Gráfico 2.13.**

## 2.8. Produção de Derivados de Petróleo

A produção brasileira de derivados de petróleo energéticos e não-energéticos no ano 2003 foi de 97,8 milhões m<sup>3</sup> (1,6 milhão bep/d), 0,7% superior ao volume registrado em 2002. Deste total, 96,2% foram produzidos em refinarias, 2,4% em UPGNs, 1,1% em centrais petroquímicas e o restante (0,3%) por outros produtores autorizados pela ANP. Destaca-se que as UPGNs e as centrais petroquímicas produziram apenas derivados energéticos, assim como no ano anterior. Vale ressaltar ainda que estes valores não incluem o volume de derivados produzidos a partir do xisto betuminoso. Assim, para obter o volume total de derivados produzido no País, deve-se somar aos dados apresentados neste tema aqueles constantes da tabela 2.32 (Capítulo 2.10 – Industrialização do Xisto).

Os derivados energéticos representaram 84,5% do total produzido e seu volume teve um aumento de 0,7% em relação a 2002, com destaque para o aumento de 8,9% na produção de GLP. A produção de não-energéticos, que representou 15,5% do total, apresentou um ligeiro crescimento de 0,6% no período. Destacam-se o aumento na produção de solventes (44,6%) e a queda na produção de asfalto (-31,8%).

### Gráfico 2.14

Do volume total de derivados produzidos no Brasil, o óleo diesel participou com 35,3% (34,5 milhões m<sup>3</sup>) e a gasolina A com 19,0% (18,5 milhões m<sup>3</sup>). Entre os derivados não-energéticos, destacou-se a nafta, responsável por 9,2% (9,0 milhões m<sup>3</sup>) da produção total de derivados e por 59,2% da produção de não-energéticos. Ademais, merece enfoque a produção de GLP realizada pelas UPGNs, que totalizou 2,4 milhões m<sup>3</sup> em 2003, representando 23,8% da produção nacional deste derivado.

### Gráfico 2.15.

### Gráfico 2.16.

O conjunto de refinarias de São Paulo foi responsável por 45,3% da produção total de derivados no ano 2003. A Replan/SP, maior produtora nacional, atingiu uma média de 48,3 mil m<sup>3</sup>/d, o que representou 18,7% da produção de derivados nas refinarias do País. Esta refinaria destacou-se também na produção de óleo diesel, gasolina A e coque, com 22,0%, 18,1% e 39,4%, respectivamente, da produção nacional desses derivados.

A RLAM, na Bahia, visando suprir o pólo petroquímico de Camaçari, foi a principal produtora de nafta, com 18,2% da produção nacional deste derivado. A RECAP, localizada em São Paulo, foi a maior produtora de solventes em 2003, com 22,5% do

total produzido. Já a REDUC/RJ foi a maior produtora de óleo lubrificante, concentrando 85,3% da produção nacional.

Em relação às centrais petroquímicas, em 2003 o volume produzido por estas unidades atingiu 1.1 milhão m<sup>3</sup>, volume 41,0% superior ao registrado em 2002 (784,9 mil m<sup>3</sup>). Esta produção subdividiu-se em 72,5% de gasolina A e 24,7% de GLP. O percentual restante (2,8%) refere-se ao volume de GLP efluente petroquímico devolvido às refinarias (30,7 mil m<sup>3</sup>).

## **2.9. 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 à série de preços de realização e faturamento dos derivados de petróleo divulgada nas edições anteriores. A partir da abertura do mercado nacional de derivados em 01/01/2002, os preços de realização e faturamento deixaram de existir, e os preços dos derivados 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 n.º 10.336/01 (com alíquotas alteradas pelo Decreto n.º 4.565/03), 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 n.º 9.990/00, e não estão incluídos 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 n.º 297/01, instituiu a obrigatoriedade de apresentação por parte destes agentes das informações relativas à comercialização de gasolina A, óleo diesel, QAV e GLP. Estes valores são freqüentemente atualizados e encontram-se disponíveis para consulta no *website* da ANP <[www.anp.gov.br/petro/precos\\_de\\_produtores.asp](http://www.anp.gov.br/petro/precos_de_produtores.asp)>.

## 2.10. 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 de xisto localizada em São Mateus do Sul, no estado do Paraná, onde está localizada sua Unidade de Negócio da Industrialização do Xisto – SIX.

O volume de xisto bruto processado no ano de 2003 foi de 2,2 milhões t, volume 11,7% inferior ao processado no ano anterior.

Da transformação do xisto realizado na SIX são obtidos os seguintes produtos energéticos: gás de xisto, GLP e óleo combustível. Ademais, produz-se enxofre, nafta e outros derivados não-energéticos do xisto.

Em 2003, a produção brasileira de gás de xisto foi de 13,3 mil t, volume 7,3% inferior ao registrado em 2002, enquanto a produção de GLP somou 21,5 mil m<sup>3</sup>, volume 34,4% maior que o do ano anterior, como consequência da reativação da seção de recuperação de GLP da SIX, que sofreu parada para manutenção em 2002. Esta manutenção implicou na incorporação de parte do GLP produzido naquele ano ao gás de xisto, ou sua destinação ao consumo próprio da planta, o que explica as oscilações registradas no período.

O volume de óleo combustível obtido a partir do processamento do xisto foi de 98,7 mil m<sup>3</sup> em 2003, produção 22,6% menor que a verificada em 2002.

Quanto aos produtos não-energéticos, o volume produzido de enxofre sofreu queda de 13,8% em 2003, enquanto a produção de nafta cresceu 3,4%. Os volumes produzidos foram de 18,8 mil t e 40,5 mil m<sup>3</sup>, respectivamente. Adicionalmente, a SIX produziu 3,7 mil m<sup>3</sup> de outros derivados não-energéticos em 2003.

## 2.11. Terminais

Para viabilizar a movimentação de petróleo, seus derivados e álcool etílico no território nacional, o Brasil dispunha, em 2003, de 78 terminais autorizados a funcionar, compreendendo 9 centros coletores de álcool, 45 terminais aquaviários e 24 terminais terrestres. Estes terminais possuíam uma capacidade nominal de armazenamento de 10,7 milhões m<sup>3</sup>, distribuída por 1.147 tanques.

A capacidade nacional de armazenamento subdivide-se em 5,4 milhões m<sup>3</sup> destinados ao petróleo, 5,0 milhões m<sup>3</sup> para os derivados (exceto GLP) e o restante (0,3 milhão m<sup>3</sup>) reservado para o armazenamento exclusivo de GLP.

Os terminais aquaviários concentraram a maior parte da capacidade nominal de armazenamento nacional e o maior número de tanques autorizados: 66,1% e 72,3% do total, respectivamente.

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: 4,6 milhões m<sup>3</sup> (43,4% da capacidade nacional) em 442 tanques (38,5% dos tanques disponíveis no País).

## 2.12. Dutos

No ano 2003, a infra-estrutura dutoviária nacional era composta de 420 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos. Estes dutos somaram 15,1 mil km de extensão, divididos em 10,2 mil km para transporte e 4,9 mil km para transferência.

Com extensão de 7,6 mil km, 80 dutos destinavam-se à movimentação de gás natural; 292 dutos, com extensão de 5,6 mil km, à movimentação de derivados; 24 dutos, com extensão de 1,9 mil km, à movimentação de petróleo; e os 0,03 mil km restantes, compostos por 24 dutos, destinaram-se à movimentação dos demais produtos, tais como álcool, solventes e outros de menor importância.

Os traçados dos dutos encontram-se ilustrados nos Cartogramas 2.1 e 2.2.

**Cartograma 2.1.**

**Cartograma 2.2.**



### 2.13. Importação e Exportação de Petróleo

No ano de 2003, para complementar o suprimento nacional, foram importados petróleo, seus derivados e gás natural pelo Brasil. O volume importado de petróleo atingiu 128,2 milhões de barris (351,3 mil b/d). Relativamente ao ano de 2002, este volume foi reduzido em 7,7%, mantendo a tendência de queda das importações de petróleo verificada desde 1996 e contrariada apenas em 2001. Vale ressaltar que o volume de petróleo importado no ano de 2003 é o menor verificado em toda a série apresentada, ou seja, nos últimos 10 anos.

Apesar da queda do volume importado, o dispêndio do País com importações de petróleo cresceu 14,5%, em virtude do expressivo aumento dos preços do petróleo no mercado internacional. O preço médio do barril de petróleo importado pelo Brasil em 2003 atingiu a cifra de US\$ 30,57, valor recorde na década, superando em 24,0% o verificado no ano anterior (vide Seção 1, tema *Petróleo*, capítulo 1.4 - *Preços*). Como resultado, o dispêndio com as importações brasileiras de petróleo foi de US\$ 3,9 bilhões FOB.

#### Gráfico 2.17.

Em 2003, as importações brasileiras de petróleo mantiveram o perfil verificado em 2002, tendo como principal região fornecedora a África, que representou 57,4% do volume total importado. O segundo lugar foi ocupado pelo Oriente Médio, concentrando 28,3%, e a terceira posição coube às Américas Central e do Sul, responsáveis por 8,7% do petróleo importado pelo País. Entre os países da África, destacaram-se a Nigéria e a Argélia, que responderam por, respectivamente, 35,8% e 20,2% do total importado. No Oriente Médio, os principais exportadores foram a Arábia Saudita e o Iraque, representando 20,4% e 7,7% do óleo importado pelo Brasil. Entre os países das Américas Central e do Sul, a Argentina teve a maior participação no fornecimento de petróleo para o Brasil, respondendo por 5,9% do total importado em 2003.

#### Gráfico 2.18.

As exportações brasileiras de petróleo atingiram 88,2 milhões de barris (241,8 mil b/d) em 2003. O País manteve a tendência de crescimento dos volumes exportados, verificada desde 1999. Entretanto, não se repetiu a magnitude das taxas de crescimento registradas anteriormente: em 2003, o volume exportado cresceu apenas 2,9%. Estas exportações geraram uma receita de US\$ 2,1 bilhões, valor 25,5% maior do que o arrecadado em 2002. Frente ao crescimento modesto do volume exportado, o aumento da receita com exportações deveu-se ao significativo aumento do preço médio do barril

de petróleo exportado pelo Brasil, que passou de US\$ 19,72/barril em 2002 para US\$ 24,05/barril em 2003, um crescimento de 21,9%, seguindo a tendência observada nos preços do mercado internacional (vide seção 1, tema *Petróleo*, capítulo 1.4).

Mantendo o perfil verificado no ano anterior, as exportações nacionais de petróleo tiveram como principal região de destino os países das Américas Central e do Sul, que representaram 32,0% do volume total exportado em 2003. O segundo lugar foi ocupado pela Europa, concentrando 25,5%, e a terceira posição coube à região classificada como Ásia-Pacífico, responsável pela compra de 21,0% do petróleo exportado pelo Brasil. O principal destino das exportações brasileiras de petróleo foram as Bahamas (16,1%), no Caribe, seguidas pelos Estados Unidos (14,9%) e a Índia (13,4%).

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

No ano 2003, as importações de derivados de petróleo totalizaram 12,7 milhões m<sup>3</sup> (34,8 mil m<sup>3</sup>/d), volume 24,3% inferior ao registrado em 2002. As importações de derivados energéticos representaram 51,0% do total e caíram 40,7% em relação a 2002. As importações de derivados não-energéticos corresponderam a 49,0% do total e registraram crescimento de 6,3% no período.

##### **Gráfico 2.19.**

Óleo diesel e GLP foram os derivados energéticos importados em maior quantidade no ano, contribuindo, respectivamente, com 30,0% e 16,0% do volume total importado. O principal derivado não-energético importado foi a nafta, com 25,1% do volume importado pelo País. O coque também foi importado em quantidade significativa, correspondendo a 19,6% do total.

O dispêndio com as importações de derivados somou US\$ 2,1 bilhões, sendo o óleo diesel responsável por 37,2% deste montante. Seguindo a queda registrada no volume de derivados importado, houve uma redução no dispêndio total da ordem de 11,0% em relação a 2002.

##### **Gráfico 2.20.**

As importações de derivados no ano de 2003 originaram-se principalmente das Américas Central e do Sul (39,1%), com destaque para a Argentina (25,8%) e a Venezuela (8,3%). Entretanto, o óleo diesel foi importado primordialmente da Ásia-Pacífico (30,2%) e do Oriente Médio (29,9%), enquanto o coque teve como principal origem a América do Norte (62,9%).

##### **Gráfico 2.21.**

Após a ligeira queda observada em 2002, que reverteu uma tendência crescente observada desde 1997, o volume das exportações de derivados realizadas pelo Brasil manteve-se quase constante em 2003 (queda de 0,22%), somando 13,2 milhões m<sup>3</sup> (36,3 mil m<sup>3</sup>/d). As exportações de derivados energéticos representaram 93,2% do volume, destacando-se o óleo combustível, com 45,2% do total exportado, seguido pelos combustíveis para navios (*bunker*) e pela gasolina A com, respectivamente, 25,7% e 20,2% do total exportado.

A receita arrecadada com as exportações de derivados em 2003 somou US\$ 2,4 bilhões, montante 27,1% superior à receita verificada em 2002, apesar da ligeira queda observada no volume exportado. O principal produto responsável por esta arrecadação foi o óleo combustível, representando 62,2% da receita total com as exportações de derivados de petróleo.

#### Gráfico 2.22.

As exportações brasileiras de derivados foram destinadas, em sua grande maioria, à América do Norte (57,0% do total, sendo que 56,6% das exportações nacionais destinaram-se somente aos EUA). Entretanto, o GLP e o óleo diesel exportados pelo País tiveram como principal destino a América do Sul, ficando a América do Norte (Estados Unidos) em segundo lugar.

#### Gráfico 2.23.

### 2.15. Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados

No ano 2003, a dependência externa do Brasil por petróleo e seus derivados foi de 3,3%. Dessa forma, o País manteve a tendência declinante de sua dependência por importações para garantir o abastecimento nacional. Vale ressaltar que a queda na dependência externa verificada entre 2002 e 2003 foi de amplitude significativa (-64,6%), a maior queda registrada nos últimos 10 anos. O elevado declínio constatado pode ser justificado pelo crescimento da produção nacional (3,5%) e, principalmente, pela queda das importações líquidas de petróleo (-29,5%) e de derivados (-247,3%), promovidas pelo crescimento da exportação nacional de petróleo (2,9%) e pelas quedas nas importações de petróleo (-7,7%) e de derivados (-24,3%) entre 2002 e 2003. Nesse período, o consumo aparente de petróleo e seus derivados sofreu queda de 3,0%.

#### Gráfico 2.24.

## **2.16. Importação de Gás Natural**

Em 2003, as importações brasileiras de gás natural totalizaram 5,9 bilhões m<sup>3</sup>, volume 12,9% superior ao registrado em 2002. Originaram-se da Bolívia 94,1% do volume de gás natural importado pelo País. O volume restante foi proveniente da Argentina.

A importação de gás natural realizada pelo Brasil ocasionou um dispêndio de US\$ 582,8 milhões, valor 37,2% superior ao registrado em 2002, correspondendo a um valor médio de US\$ 97,99/mil m<sup>3</sup> de gás importado (equivalente a US\$ 2,80/MMBTU, para um poder calorífico inferior de 11.900 kcal/kg).