

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 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 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 2002, 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. Vale ressaltar que esta é a primeira edição do Anuário a apresentar este

tema. Nas edições anteriores do Anuário, as informações sobre a industrialização do xisto eram apresentadas de forma agregada aos dados de produção de petróleo e seus derivados.

O tema ***Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural*** é tratado em dois capítulos, *Terminais* e *Dutos*, ambos apresentando informações sobre a infraestrutura 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 31/12/2002, 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 e 21 blocos exploratórios na Quarta 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 92 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 e 19 no ano de 2002. Com relação às Rodadas nas quais os blocos devolvidos foram licitados: 81 blocos exploratórios devolvidos foram concedidos na Rodada Zero, 6 na Primeira Rodada, 1 na Segunda Rodada e 4 na Terceira Rodada de Licitações.

Assim, a ANP administrava, em 31/12/2002, 393 contratos de concessão referentes a 106 blocos exploratórios, 43 campos em desenvolvimento e 244 campos produtores.

Fruto das quatro rodadas de licitação promovidas pela ANP entre 1999 e 2002, 32 concessionárias, além da Petrobras, estavam realizando atividades exploratórias no mercado petrolífero brasileiro em 31/12/2002. Destas, 3 também estavam realizando atividades de desenvolvimento e produção, somadas a 9 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 31/12/2002.

Dos 106 blocos exploratórios em atividade ao final de 2002, 31 estavam sendo explorados somente pela Petrobras, 33 pela Petrobras em parcerias com outras empresas (sendo a Petrobras operadora em 20 destas parcerias) e 42 não contavam com a participação desse concessionário (12 em parceria sem a Petrobras e 30 por empresas sem parceria). Além da Petrobras, mais 26 concessionários eram operadores de blocos exploratórios concedidos.

Nos 43 campos em desenvolvimento existentes em 31/12/2002, todos oriundos de concessões realizadas na Rodada Zero, ainda se observava uma grande concentração das atividades nas mãos da Petrobras, que atuava sozinha em 33 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 Cachalote (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 244 campos produtores, todos também originalmente concedidos pela ANP à Petrobras na Rodada Zero, observa-se que em 31/12/2002 apenas 10 não possuíam a participação da Petrobras e outros 5 campos eram parcerias entre esta empresa e outras concessionárias (sendo a Petrobras operadora em 2). Os demais 229 campos produtores eram concessões à Petrobras sem parcerias.

2.2. Reservas

As reservas totais de petróleo foram contabilizadas em 13,1 bilhões de barris no final do ano 2002, mantendo uma taxa de crescimento médio nos últimos 10 anos de 7,1%. As reservas provadas no referido ano corresponderam a 9,8 bilhões de barris (volume 15,5% superior ao registrado em 2001), representando 75,0% das reservas totais. Com isso, o Brasil alcançou a 15ª posição no *ranking* mundial quanto às reservas provadas de petróleo, avançando uma posição em relação ao ano anterior.

Gráfico 2.1.

Das reservas provadas nacionais, 90,6% localizavam-se no mar, com destaque para o Rio de Janeiro (detendo 92,0% das reservas provadas *offshore*), e 9,4% localizavam-se em jazidas terrestres.

Vale destacar o crescimento da participação do estado do Espírito Santo nas reservas provadas nacionais. Em 2001, este estado respondia por apenas 0,9% do total de reservas provadas. Atualmente, sua participação alcança 6,3%, sendo superior à de qualquer outra Unidade da Federação, com exceção do Rio de Janeiro (83,3%). Este excepcional crescimento deu-se principalmente nas reservas marítimas, que passaram de 6,2 milhões de barris em 2001 (8,2% das reservas provadas do Espírito Santo), para 499,8 milhões de barris em 2002 (80,9% das suas reservas provadas).

Gráfico 2.2.

No tocante ao gás natural, as reservas provadas alcançaram 236,6 bilhões m³ em 2002, as quais representavam 71,3% das reservas totais de gás natural no território brasileiro. Entre 2001 e 2002 o volume das reservas provadas de gás natural registradas cresceram 6,2%, mas não foram suficientes para manter a posição do Brasil no *ranking* mundial de reservas, que passou do 42º para o 43º lugar. No período 1993-2002, 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 (67,8%). O estado com maior participação nestas reservas, o Rio de Janeiro, apresentou em 2002 apenas reservatórios *offshore* e concentrou 48,5% do volume nacional, sendo seguido pelo Amazonas, cujas jazidas terrestres corresponderam a 20,2% 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 52,3% das reservas provadas marítimas de gás natural do Espírito Santo, estado que passou a representar, em 2002, 6,9% das reservas provadas nacionais; em 2001, sua participação era de 5,3%. Ademais, em

relação às reservas marítimas do estado da Bahia, estas foram as que apresentaram a maior taxa de crescimento entre 2001 e 2002, de cerca de 79,0%.

Gráfico 2.4.

2.3. Produção

Em 2002, 8.933 poços foram responsáveis pela produção nacional de petróleo e de gás natural, número 2,6% superior ao registrado em 2001. Os poços localizados em terra, representando 91,2% do total, tiveram um crescimento de 3,0% no período. Ao contrário, os poços marítimos (8,8% do total) apresentaram uma redução de 2,1% entre 2001 e 2002.

No ano, a produção nacional diária de petróleo (incluindo óleo cru e condensado, não incluindo LGN, óleo de xisto, GLP e C₅⁺) foi de 1,5 milhão b/d (530,9 milhões de barris no ano), tendo aumentado 12,5% em relação a 2001. Nos últimos 10 anos, a produção de petróleo do País vem crescendo a uma taxa média anual de 9,5%. Com isso, o Brasil superou a posição alcançada no ano de 2001 no *ranking* mundial, passando de 18º para 16º 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 (valor 2,7% superior). Nos últimos 10 anos, este índice reduziu-se a uma taxa média de 1,6% ao ano.

A maior parte da produção nacional de petróleo (exclusive LGN) foi extraída de campos marítimos, responsáveis por 85,1% do total produzido. O estado do Rio de Janeiro respondeu por 97,0% da produção marítima e por 82,6% da produção total nacional. Este estado mantém sua trajetória de elevado crescimento no volume produzido, tendo apresentado um incremento de 15,2% no ano de 2002,

comparativamente a 2001. Nos últimos 10 anos, o crescimento médio anual da produção de petróleo do Rio de Janeiro foi de 12,4%.

Em terra, o estado do Rio Grande do Norte foi o maior produtor, concentrando 31,7% da produção terrestre nacional; em relação ao total produzido no País, entretanto, a produção potiguar representou apenas 5,4%.

O maior crescimento na produção de petróleo observado em 2002 foi verificado no estado do Espírito Santo, de 41,6%. A participação deste estado na produção nacional passou de 1,5% em 2001 para 1,9% em 2002, com destaque para o crescimento da produção *offshore* capixaba (que representava 0,01% da produção nacional em 2001 e passou a representar 0,2% em 2002). Contrariamente, o estado do Paraná apresentou a maior queda de produção em 2002 (-64,1%), porém sem impacto significativo no volume nacional, visto que a produção paranaense representou apenas cerca de 0,1% do total nacional em 2002.

Gráfico 2.5.

No período de 1993 a 2002, a produção nacional de gás natural apresentou um crescimento da ordem de 8,7% ao ano, atingindo 15,5 bilhões m³ 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. Vale ressaltar que o volume de gás natural reinjetado aumentou 11,8% em relação ao observado em 2001. Nos últimos 10 anos, o volume de gás reinjetado cresceu a uma taxa média de 9,6% ao ano. O volume de gás queimado e perdido, por sua vez, apresentou queda de 18,5% em relação a 2001.

Como resultado, no ano de 2002 o Brasil passou da 38ª posição no *ranking* mundial de produtores de gás natural para a 35ª colocação. 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 20,3 em 2001 para 19,5 em 2002. 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 -5,5% 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 60,3% do gás natural produzido no País em 2002. A produção marítima total de gás natural cresceu 14,5% entre 2001 e 2002, enquanto a produção terrestre registrou um incremento de 5,9% no mesmo período. O estado do Rio de Janeiro foi o maior produtor de gás natural, concentrando 44,4% do volume total produzido e cerca de 73,6% da produção marítima nacional. O segundo maior produtor foi o Amazonas, representando 17,7% da produção nacional e 44,5% do volume *onshore*.

Gráfico 2.6.

Do volume total de gás natural produzido em 2002, 2,1 bilhões m³ (13,8%) foram queimados e perdidos e 3,4 bilhões m³ (21,8%) foram reinjetados. Ao contrário do aumento de 4,9% verificado entre 2000 e 2001 na razão entre o volume de gás queimado e perdido e o montante produzido, entre 2001 e 2002 esta razão sofreu uma significativa queda, da ordem de 26,5%. Este fato pode ser explicado, em parte, pelo expressivo aumento da produção de gás natural classificado como não-associado (19,7%) no período analisado. 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 na produção de gás natural, verificou-se um crescimento de 8,2% no ano de 2002, em relação ao volume consumido em 2001, quando tinha sido observada uma ligeira redução (-0,2%) deste tipo de consumo.

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 2002 foram arrecadados R\$ 3,2 bilhões em *royalties*, valor 38,2% superior ao recolhido em 2001. Deste montante, 32,1% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 33,6% aos Municípios produtores ou confrontantes; 12,3% ao Ministério da 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 44,3% 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\$ 2,5 bilhões no ano de 2002, valor 45,8% superior ao arrecadado em 2001. Deste montante, 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 99,2% do total destinado às Unidades da Federação), Amazonas e Espírito Santo. Entre os Municípios beneficiários destacaram-se Campos dos Goytacazes (51,3%), Rio das Ostras (24,6%) e Macaé (16,4%), todos situados no estado do Rio de Janeiro.

Gráfico 2.8.

O pagamento pela ocupação ou retenção de 393 áreas totalizou R\$ 146,5 milhões em 2002. Do total de áreas ocupadas, 106 encontravam-se em exploração e foram responsáveis por 73,4% do pagamento; 43 estavam em desenvolvimento, respondendo por 0,3% do valor pago e 244 encontravam-se na fase de produção, correspondendo a 26,3% 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 2002, este pagamento somou R\$ 33,3 milhões, valor 16,6% superior ao pago em 2001. Este montante foi distribuído a 932 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, 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 2002, os preços médios de referência do petróleo e do gás natural tiveram acréscimos de 41,3% e 6,7%, respectivamente, em relação aos seus valores no ano anterior, alcançando as médias de R\$ 62,96/b para o petróleo e de R\$ 200,00/mil m³ para o gás natural.

2.6. Refino de Petróleo

Em 2002, as 13 refinarias nacionais (não incluindo a Superintendência de Industrialização do Xisto – SIX) somaram uma capacidade operacional de refino equivalente a 311,8 mil m³/d. A capacidade de refino medida em barris por dia-calendário, considerando-se o fator de 95%, foi de aproximadamente 296,2 mil m³/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 98,4% 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 2002 a refinaria brasileira com a maior capacidade operacional instalada, 18,0% do total nacional. As refinarias da Região Sudeste responderam por 61,6% da capacidade operacional total do País.

No ano de 2002, foi processado pelo parque de refino nacional uma média de aproximadamente 1,6 milhão b/d de petróleo (586,6 milhões de barris no ano), volume este 2,3% inferior ao processado em 2001 (600,6 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 1,7%, enquanto a quantidade importada decresceu 14,2% entre 2001 e 2002. Do total de petróleo processado em 2002, 77,6% eram de origem nacional.

Gráfico 2.10.

Gráfico 2.11.

Em 2002, a REPLAN foi responsável por 20,1% do volume total de petróleo processado no País, refinando uma média diária de 323,7 mil b. Esta refinaria também foi a que processou a maior quantidade de petróleo de origem nacional, 21,4% do total. Já a REDUC, no estado do Rio de Janeiro, responsável por 12,0% do volume total processado no País, foi a refinaria que transformou a maior parte do petróleo importado, 25,7% do total.

Todo o petróleo processado nas refinarias Ipiranga (RS) e Manguinhos (RJ) em 2002 foi de origem importada, enquanto na RLAM (BA) o petróleo de origem nacional representou 98,5% do volume total de óleo processado no ano.

Gráfico 2.12.

No ano de 2002, as refinarias nacionais apresentaram uma capacidade de armazenamento de 37,2 milhões de barris de petróleo e 10,0 milhões m³ de derivados de petróleo, álcool e MTBE. Da capacidade total de armazenamento de petróleo, 65,6% situaram-se na Região Sudeste, sendo que as refinarias do estado de São Paulo concentraram 36,7% do total nacional. A refinaria com a maior capacidade de armazenamento de petróleo foi a REDUC (RJ), com 17,6% 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 2002, o processamento do gás natural nacional foi realizado por 15 unidades de processamento (UPGNs) que somaram uma capacidade nominal instalada

de 30,3 milhões m³/d de gás (excluindo a UPCGN de Cabiúnas, que processa apenas condensado). O volume total de gás natural processado foi de 9,5 bilhões m³ (25,9 milhões m³/d). As UPGNs de Urucu (I e II), no Amazonas, concentraram 22,1% da capacidade instalada nacional e responderam por 23,5% do volume total de gás natural processado no País.

Como resultado do processamento de gás natural, as UPGNs nacionais produziram 2,0 milhões m³ de GLP; 567,0 mil m³ de C₅⁺ (gasolina natural) e 8,8 bilhões m³ de gás seco. No ano, os volumes de produção de GLP, gás seco e C₅⁺ aumentaram 4,8%, 8,6% e 0,2%, respectivamente. Destacaram-se as unidades de Urucu (I e II), que juntas foram responsáveis por 32,1% e 23,2% da produção nacional de GLP e de gás seco, respectivamente. As unidades de Cabiúnas (UPGN, UPCGN e URGN) foram as maiores produtoras de C₅⁺ e responderam por 23,1% 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 2002 foi de 97,1 milhões m³ (1,5 milhão bep/d), 2,1% inferior ao volume registrado em 2001. Deste total, 97,3% foram produzidos em refinarias, 2,0% em UPGNs e o restante (0,7%) em centrais petroquímicas. 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, conforme vinha sendo publicado nos anuários anteriores. 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 uma queda de 1,7% em relação a 2001, enquanto a produção de não-energéticos, que representou 15,5% do total, apresentou uma redução de 4,5% no período. A queda na produção dos derivados não-energéticos deveu-se unicamente à redução do volume de nafta produzido em 2002, que sofreu um decréscimo de 11,3%.

Note-se que esta tendência já tinha sido observada entre 2000 e 2001, porém em magnitude muito inferior (-2,6%).

Gráfico 2.14

Do volume total de derivados energéticos produzidos no Brasil, o óleo diesel participou com 40,6% (33,3 milhões m³) e a gasolina A com 23,6% (19,4 milhões m³). Entre os derivados não-energéticos, destacou-se a nafta, responsável por 9,1% (8,8 milhões m³) da produção total de derivados e por 58,5% da produção de não-energéticos. Ademais, merece enfoque a produção de GLP realizada pelas UPGNs, que totalizou 2,0 milhões m³ em 2002, representando 21,7% da produção nacional deste derivado.

Gráfico 2.15.

Gráfico 2.16.

O conjunto de refinarias de São Paulo foi responsável por 44,9% da produção total de derivados no ano 2002. A REPLAN/SP, maior produtora nacional, atingiu uma média de 55,1 mil m³/d, o que representou 21,3% da produção de derivados nas refinarias do País. Esta refinaria destacou-se também na produção de óleo combustível, óleo diesel e gasolina A, com 24,0%, 23,8% e 21,3%, respectivamente, da produção nacional desses derivados.

A RLAM, na Bahia, visando suprir o pólo petroquímico de Camaçari, foi a principal produtora de nafta, com 20,5% da produção nacional deste derivado. A RPBC, localizada em São Paulo, foi a maior produtora de solventes em 2002, com 28,9% do total produzido. Já a REDUC/RJ foi a maior produtora de óleo lubrificante, concentrando 82,6% da produção nacional.

Em relação às centrais petroquímicas, em 2002 o volume produzido por estas unidades atingiu 699,7 mil m³, volume 10,7% superior ao registrado em 2001 (631,9 mil m³). Esta produção subdividiu-se em 91,1% de gasolina A e 8,9% de GLP. Tais valores não incluem os volumes de efluentes devolvidos às refinarias (318,4 mil m³ em 2001 e 85,5 mil m³ em 2002, incluindo GLP efluente petroquímico e destilados intermediários leves e médios).

2.9. Preços dos Produtores e Importadores de Derivados de Petróleo

As edições de 2001 e 2002 do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural apresentaram, nesta seção, os preços de faturamento e de realização de gasolina A, GLP, óleo diesel, óleo combustível e QAV. Estes preços eram fixados através de Portarias Interministeriais dos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia.

No entanto, as Portarias Interministeriais MF/MME n.º 1/01 e n.º 307/01 liberaram os preços de faturamento do QAV a partir de 1º de julho de 2001 e do óleo combustível a partir de 1º de novembro de 2001. Ademais, com o fim do período de transição previsto no artigo 69 da Lei do Petróleo (Lei n.º 9.478/97) e a conseqüente abertura do mercado nacional de derivados de petróleo a partir de 01/01/2002, os reajustes e revisões de preços dos derivados básicos de petróleo e gás natural, praticados pelas unidades produtoras ou de processamento, deixaram de ser efetuados segundo as diretrizes e os parâmetros estabelecidos em atos conjuntos do MF e do MME desde então, ou seja, os preços passaram a flutuar de acordo com as condições econômicas do mercado nacional.

Desta forma, o Anuário Estatístico 2003 substituiu a série de preços de realização e faturamento dos derivados de petróleo pelos preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores (refinarias, centrais petroquímicas e formuladores) e importadores de gasolina A, óleo diesel, QAV e GLP.

Vale ressaltar que nesses preços 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>.

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. Vale ressaltar que esta é a primeira edição do Anuário a apresentar estas informações, uma vez que nos anuários anteriores os dados sobre a industrialização do xisto eram apresentados agregados aos da produção de petróleo e seus derivados.

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 2002 foi de 2,5 milhões t, volume 12,0% 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 e nafta, que são derivados não-energéticos do xisto.

A produção brasileira de gás de xisto, em 2002, foi de 14,4 mil t, volume 20,1% superior ao registrado em 2001. Já a produção de GLP foi 41,8% menor em 2002, comparada com o ano anterior, somando 16,0 mil m³, em função de uma parada ocorrida na seção de recuperação de GLP da SIX. Dessa forma, em 2003, parte da fração do xisto correspondente ao GLP foi destinada ao consumo próprio da planta e outra parte foi incorporada à produção de gás de xisto, respondendo em parte pelo crescimento ocorrido na produção deste derivado, já destacado acima.

O volume de óleo combustível obtido a partir do processamento do xisto alcançou 127,5 mil m³ em 2002, produção 16,5% maior que a verificada em 2001.

Vale destacar a intensidade do crescimento da produção de óleo combustível nos últimos anos. Entre 1998 e 2002, o volume de óleo combustível obtido a partir do processamento do xisto aumentou 404,8%, a uma taxa média de 49,9% ao ano.

Quanto aos produtos não-energéticos, tanto o enxofre quanto a nafta sofreram reduções nos seus volumes produzidos em 2002, comparativamente a 2001. A produção de enxofre foi 14,9% inferior, somando 21,8 mil t, enquanto a produção de nafta, da ordem de 39,1 mil m³, registrou uma queda de 2,4%.

Cabe destacar que, em 2002, foram adicionados à carga processada na SIX cerca de 4 milhões de pneus usados. Esta prática foi adotada pela SIX a partir do estabelecimento de um contrato com uma empresa importadora de pneus usados, a qual é obrigada, por questões ambientais, a inutilizar uma certa quantidade de pneus por ano, e contratou a SIX para este fim. Não é possível, entretanto, a partir dos dados estatísticos disponíveis, quantificar o impacto desta adição de carga na produção de derivados da SIX.

2.11. Terminais

Para viabilizar a movimentação de petróleo, seus derivados e álcool etílico no território nacional, o Brasil dispunha, em 2002, de 77 terminais autorizados a funcionar, compreendendo 9 centros coletores de álcool, 44 terminais aquaviários e 24 terminais terrestres. Estes terminais possuíam uma capacidade nominal de armazenamento de 10,6 milhões m³, distribuída por 1.108 tanques.

A capacidade nacional de armazenamento subdivide-se em 5,4 milhões m³ destinados ao petróleo, 4,9 milhões m³ para os derivados (exceto GLP) e o restante (0,3 milhão m³) 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: 65,9% e 71,3% 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 m³ (43,6% da capacidade nacional) em 440 tanques (39,7% dos tanques disponíveis no País).

2.12. Dutos

No ano 2002, a infra-estrutura dutoviária nacional era composta de 411 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos. Estes dutos somavam 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, 79 dutos destinavam-se à movimentação de gás natural; 285 dutos, com extensão de 5,5 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 23 dutos, destinavam-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 2002, para complementar o suprimento nacional, foram importados petróleo, seus derivados e gás natural pelo Brasil. O volume importado de petróleo atingiu 139,4 milhões de barris (381,9 mil b/d). Relativamente ao ano de 2001, este volume foi reduzido em 8,6%, retomando 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 2002 é o menor verificado em toda a série apresentada, ou seja, nos últimos 10 anos.

Conforme o volume importado, o dispêndio com as importações de petróleo também diminuiu, porém mais que proporcionalmente em relação à queda verificada

no volume, devido à redução do preço médio do barril de petróleo importado pelo Brasil. O dispêndio com a importação de petróleo foi 12,5% inferior ao realizado em 2001, atingindo US\$ 3,5 bilhões. O preço médio do barril de petróleo importado passou de US\$ 26,08 em 2001 para US\$ 24,79 em 2002, com redução de 4,9%, contrariando a tendência verificada no mercado internacional, que registrou aumento dos preços do barril de petróleo no período (vide Seção 1, tema *Petróleo*, capítulo 1.4 - *Preços*).

Gráfico 2.17.

Em 2002, as importações brasileiras de petróleo tiveram como principal região fornecedora a África, representando 52,4% do volume total importado. O segundo lugar foi ocupado pelo Oriente Médio, concentrando 27,8%, e a terceira posição coube às Américas Central e do Sul, responsáveis por 14,2% do petróleo importado pelo País. Entre os países da África, destacaram-se a Nigéria e a Argélia, que responderam por, respectivamente, 27,0% e 22,3% do total importado. No Oriente Médio, os principais exportadores foram a Arábia Saudita e o Iraque, representando 17,3% e 10,3% 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 9,3% do total importado em 2002.

Gráfico 2.18.

As exportações brasileiras de petróleo atingiram 85,8 milhões de barris (235,0 mil b/d) em 2002. Novamente, conforme verificado em 2001, houve um aumento relevante do volume de petróleo exportado pelo País (112,1%). Estas exportações geraram uma receita de US\$ 1,7 bilhão, valor 134,6% maior do que o arrecadado pelas exportações registradas em 2001. Ao contrário do preço médio do barril de petróleo importado, que decresceu entre 2001 e 2002, o preço médio do barril de petróleo exportado pelo Brasil aumentou, seguindo a tendência observada nos preços do mercado internacional (vide seção 1, tema *Petróleo*, capítulo 1.4). O preço médio do barril de petróleo exportado pelo País passou de US\$ 17,83/barril em 2001 para US\$ 19,72/barril em 2002, valor 10,6% superior, cooperando para o aumento da receita originada a partir da exportação de petróleo realizada pelo Brasil.

As exportações nacionais de petróleo tiveram como principal região de destino os países das Américas Central e do Sul, que representaram 27,8% do volume total exportado em 2002. O segundo lugar foi ocupado pela Europa, concentrando 23,2%, e a terceira posição coube à região classificada como Ásia-Pacífico, responsável pela compra de 19,6% do petróleo exportado pelo Brasil. Vale ressaltar que todo o produto exportado para a região Ásia-Pacífico foi destinado à Índia, principal país de destino das exportações de petróleo brasileiras, seguida pelos Emirados Árabes Unidos, com 18,2% (que absorveram todo o volume destinado ao Oriente Médio) e por Santa Lúcia, na América Central, destino de 14,6% das exportações nacionais de petróleo realizadas em 2002.

2.14. Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

No ano 2002, as importações de derivados de petróleo totalizaram 16,8 milhões m³ (46,1 mil m³/d), volume 7,7% inferior ao registrado em 2001. As importações de derivados energéticos representaram 65,2% do total e caíram 5,7% em relação a 2001. As importações de derivados não-energéticos corresponderam a 34,8% e também registraram queda, de aproximadamente 11,2%, no período.

Gráfico 2.19.

Óleo diesel e GLP foram os derivados energéticos importados em maior quantidade no ano, contribuindo, respectivamente, com 38,0% e 19,9% do volume total importado. O principal derivado não-energético importado foi a nafta, com 19,3% do volume importado pelo País. O coque também foi importado em quantidade significativa, correspondendo a 12,9% do total.

O dispêndio com as importações de derivados somou US\$ 2,4 bilhões, sendo o óleo diesel responsável por 45,6% deste montante. Seguindo a queda registrada no volume de derivados importado, houve uma redução no dispêndio total da ordem de 15,7% em relação a 2001.

Gráfico 2.20.

As importações de derivados no ano de 2002 originaram-se principalmente das Américas Central e do Sul (41,1%), com destaque para a Argentina (22,8%) e a

Venezuela (14,2%). Entretanto, o óleo diesel, o coque de petróleo e os óleos lubrificantes tiveram como principal origem outras regiões: Ásia-Pacífico (principalmente a Índia), América do Norte (EUA) e Europa (Itália e Portugal), respectivamente.

Gráfico 2.21.

Contrariando a tendência registrada desde 1997, o volume das exportações de derivados realizadas pelo Brasil caiu em 2002, registrando 13,3 milhões m³ (36,3 mil m³/d), volume 2,3% inferior ao exportado em 2001. As exportações de derivados energéticos representaram 93,4% do volume, destacando-se o óleo combustível, com 37,0% do total exportado, seguido pelo combustível para navios (*bunker*) e pela gasolina A com, respectivamente, 29,2% e 25,6% do total exportado.

A receita arrecadada com as exportações de derivados, em 2002, somou US\$ 1,9 bilhão, sendo 1,3% inferior à receita verificada em 2001. O principal produto responsável por esta arrecadação foi o óleo combustível, representando 57,7% 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 (41,9% do total, sendo que 41,3% das exportações nacionais destinaram-se somente aos EUA). Entretanto, o GLP e os óleos lubrificantes exportados pelo País tiveram como principal destino outras regiões: a América do Sul (Uruguai e Chile) e a África (Nigéria), respectivamente.

Gráfico 2.23.

2.15. Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados

No ano 2002, a dependência externa do Brasil por petróleo e seus derivados foi de 9,4%. 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 2001 e 2002 foi de amplitude significativa (-52,6%), a maior queda registrada nos últimos 10 anos. O elevado declínio constatado no período pode ser justificado pelo crescimento da produção nacional (12,5%) e,

principalmente, pela queda das importações líquidas de petróleo (-55,1%) e de derivados (-33,9%), promovidas pelo crescimento da exportação nacional de petróleo (112,1%) e pelas quedas nas importações de petróleo (-8,6%) e de derivados (-7,7%) no período analisado, uma vez que o consumo aparente permaneceu quase constante, apresentando apenas uma pequena queda da ordem de 0,5%.

Gráfico 2.24.

2.16. Importação de Gás Natural

Em 2002, as importações brasileiras de gás natural totalizaram 5,3 bilhões m³, volume 14,4% superior ao registrado em 2001. Originaram-se da Bolívia 90,7% 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\$ 424,9 milhões, valor 16,5% superior ao registrado em 2001, correspondendo a um valor médio de US\$ 80,64/mil m³ de gás importado (equivalente a US\$ 2,31/MMBTU, para um poder calorífico inferior de 11.900 kcal/kg).