

SEÇÃO 2 – Indústria Nacional do Petróleo e Gás Natural

Exploração e Produção

- 2.1 Blocos e Campos Concedidos
- 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, Álcool 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

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 e Produção, Refino e Processamento, Industrialização do Xisto, Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Álcool e Gás Natural e Comércio Exterior.**

O tema **Exploração e Produção** traz um panorama do segmento *upstream* da indústria petrolífera nacional e organiza-se em seis capítulos. No primeiro capítulo, Blocos e Campos Concedidos, apresenta-se a situação vigente, em 31 de dezembro de 2007, das áreas concedidas pela ANP para as atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural. O segundo capítulo, Atividade Exploratória, traz dados sobre atividade sísmica e perfuração de poços. O terceiro capítulo, 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 governamentais e de terceiros, instituídas pela Lei nº 9.478/97, pagos pelos concessionários das atividades 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 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 infra-estrutura 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 apresentado em dois capítulos, Terminais e Dutos, ambos com informações sobre a infra-estrutura 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 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.

Exploração e Produção

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 31/12/2007, estavam em concessão: 198 blocos ainda na fase de exploração, 65 campos em fase de desenvolvimento da produção e 272 campos em fase de produção. Dos blocos em fase de exploração, há um bloco da Rodada Zero; dois blocos da Primeira Rodada; 10 blocos da Segunda Rodada; 17 blocos da Terceira Rodada; 17 blocos da Quarta Rodada; 14 blocos da Quinta Rodada; 45 blocos da Sexta Rodada e 92 blocos exploratórios da Sétima Rodada de Licitações para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no Brasil.

Até a data supracitada, a ANP aceitou a devolução de 196 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; três em 2000; 44 em 2001; 18 em 2002; 14 em 2003, nove em 2004, seis em 2005, 13 em 2006 e 63 em 2007. Com relação às Rodadas nas quais os blocos devolvidos foram licitados, observou-se que: 90 blocos exploratórios devolvidos foram concedidos na Rodada Zero, 10 na Primeira Rodada, oito na Segunda Rodada, 15 na Terceira Rodada, três na Quarta Rodada, nove na Quinta Rodada e 61 na Sexta Rodada de Licitações. Assim, a ANP administrava, em 31/12/2007, contratos de concessão referentes a 198 blocos exploratórios, 65 campos em desenvolvimento e 272 campos produtores. Em decorrência das rodadas de licitação promovidas pela ANP entre 1999 e 2007, 41 concessionárias, incluindo a Petrobras, estavam realizando atividades exploratórias no mercado petrolífero brasileiro em 31/12/2007. Além da Petrobras, 21 empresas também atuavam em campos na fase de produção.

Dos 198 blocos exploratórios em atividade ao final de 2007, 55 estavam sendo explorados somente pela Petrobras, 77 sem a participação da

Petrobras, e os 66 demais explorados por parcerias entre Petrobras e outras companhias.

Nos 65 campos em desenvolvimento existentes em 31/12/2007, ainda se observava uma grande concentração das atividades em poder da Petrobras, que atuava sozinha em 44 destes campos e participava de 14 parcerias. As seguintes empresas operadoras mantinham parcerias com a Petrobras em campos em fase de desenvolvimento: El Paso, Norse, Chevron Brasil, Chevron Overseas, Frade Japão, Unopaso, Devon Energy, Total E&P, Esso Campos e Shell. Com relação aos 272 campos produtores, observou-se que, em 31/12/2007, a Petrobras não participava de apenas 20, e outros 10 campos eram parcerias entre esta empresa e outras concessionárias. Os demais campos produtores eram concessões à Petrobras, sem parcerias.

Quadro 2.1

Quadro 2.2

Quadro 2.3

2.2. Atividade Exploratória

No que concerne à atividade sísmica realizada, em 2007 foram executados 48,2 mil km de sísmica 2D - 104,9% a mais que em 2006; e 22,3 mil km² de sísmica 3D - 27,8% a menos que no ano anterior. Em 2007, além da sísmica, não houve outras formas de levantamento de dados geofísicos de gravimetria e de magnetometria. Quanto à perfuração de poços, em 2007 foram perfurados 615 poços (26% a mais que em 2006), sendo 480 (78% do total) em terra e 135 (22%) em mar. A maior parte das perfurações foi de poços que se tornaram produtores (385 poços, ou 62,6% do total). O número de descobertas em 2007 foi 53 (39,5% a mais que em 2006), sendo 42 em terra e 11 em mar. A taxa de sucesso exploratório (percentual de descobertas pelas perfurações de poços pioneiros) foi 45,7% para os poços em terra (18,3% a mais que em 2006) e 47,8% para os poços em mar (19,3% a menos que no ano anterior).

Tabela 2.1

Tabela 2.2

2.3. Reservas

As reservas totais de petróleo foram contabilizadas em 20,4 bilhões de barris no final do ano de 2007, o que reflete uma taxa de crescimento anual nos últimos 10 anos de 3,9%. As reservas provadas corresponderam a 12,6 bilhões de barris em 2007 (volume 3,6% superior ao registrado em 2006), representando 61,9% das reservas totais. Em 2007, o Brasil ocupou a 15^a

posição no *ranking* mundial quanto às reservas provadas de petróleo, avançando duas posições em relação ao ano anterior.

Das reservas provadas nacionais, 93% localizavam-se em mar, com destaque para o Rio de Janeiro (que detém 86,7% das reservas provadas *offshore*), e 7% situavam-se em jazidas terrestres. Em 2007, o maior crescimento das reservas provadas foi registrado nas jazidas *offshore* do Estado da Bahia, que aumentaram 995,4%.

Tabela 2.3

Tabela 2.4

Gráfico 2.1

Gráfico 2.2

No tocante ao gás natural, as reservas provadas chegaram a 365 bilhões m³ em 2007, as quais representaram 62,4% das reservas totais de gás natural no território brasileiro (584,5 bilhões m³). Entre 2006 e 2007, o volume das reservas totais de gás natural decresceu 0,7%. No período 1998-2007, as reservas provadas brasileiras de gás natural apresentaram uma taxa média de crescimento de 5,5% ao ano.

Similarmente ao petróleo, a maior parte das reservas provadas de gás natural do Brasil encontrava-se, ao fim de 2007, em reservatórios marítimos (81,3%). O Rio de Janeiro, estado com maior participação nestas reservas, apresentou em 2007 apenas reservatórios *offshore* e concentrou 46% do volume nacional, sendo seguido por Amazonas, cujas jazidas terrestres corresponderam a 14,5% das reservas provadas nacionais. Observa-se que a localização 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 também o crescimento de 85,2% das reservas provadas de gás natural *offshore* da Bahia entre 2006 e 2007.

Tabela 2.5

Tabela 2.6

Gráfico 2.3

Gráfico 2.4

2.4. Produção

Em 2007, 8.396 poços foram responsáveis pela produção nacional de petróleo e de gás natural, número 1,3% superior ao registrado em 2006. Os poços localizados em terra, representando 90,7% do total, tiveram um

acréscimo de 1,2% no período. Já os poços marítimos (9,3% do total) apresentaram um aumento de 2,2% entre 2006 e 2007.

No ano de 2007, a produção nacional diária de petróleo (incluindo óleo cru e condensado, porém não incluindo LGN, óleo de xisto, GLP e C₅⁺) foi de 638 milhões de barris, tendo se elevado 1,5% em relação a 2006. Entre 1998 e 2007, houve um crescimento médio anual de 6,7% da produção de petróleo do País. Em 2007, o Brasil manteve-se como o 16º maior produtor mundial de petróleo (incluindo óleo cru, condensado e LGN).

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo passou de 20,7 anos em 1998 para 19,8 anos em 2007. Em média, este índice reduziu-se a uma taxa de 0,5% ao ano no período.

A maior parte da produção nacional de petróleo (exclusive LGN) foi extraída de campos marítimos, responsáveis por 89% do total produzido. O Estado do Rio de Janeiro respondeu por 91,7% da produção marítima e por 81,6% da produção total nacional. Contudo, em 2007, este estado apresentou declínio de 1,6% na sua produção de petróleo em relação ao ano anterior. No período 1998-2007, o crescimento médio anual da produção de petróleo do Rio de Janeiro foi de 7,9%. O maior crescimento na produção de petróleo observado em 2007 foi verificado no mar do Estado do Espírito Santo, que mais que dobrou sua produção (116% de aumento). A participação deste estado na produção nacional (mar e terra) cresceu de 3,6% em 2006 para 6,6% em 2007. Contrariamente, o Estado de Alagoas apresentou a maior queda de produção em 2007 (22,2% de queda em sua produção *offshore*). Em terra, o Estado do Rio Grande do Norte foi o maior produtor, concentrando 28,2% da produção terrestre nacional em 2007. Entretanto, a produção potiguar (mar e terra) representou apenas 3,6% da produção nacional.

Em 2007, foram produzidas no Brasil 32 correntes de petróleo com densidade média de 24,2 graus API e teor de enxofre de 0,5% em peso. É importante ressaltar que o campo de Fazenda Belém se encontra no Estado do Ceará, ainda que se situe na Bacia Potiguar (predominantemente localizada no Estado do Rio Grande do Norte), e que o campo de Jubarte se encontra no Estado do Espírito Santo, ainda que se situe na Bacia de Campos (predominantemente localizada no Estado do Rio de Janeiro).

Com referência ao LGN, em 2007 foram produzidos 30,9 milhões de barris, 2% a menos que em 2006. O principal produtor foi o Estado do Rio de Janeiro, que teve produção de 16,4 milhões de barris (53,1% do total nacional), enquanto a segunda posição foi ocupada pelo Estado de Amazonas, com produção de 6,9 milhões de barris (22,3% do total nacional).

Tabela 2.7

Tabela 2.8

Tabela 2.9

Tabela 2.10

Gráfico 2.5

No período de 1998 a 2007, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 6% ao ano, atingindo 18,2 bilhões m³ em 2007, incluídos 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. Os campos marítimos foram responsáveis por 65,4% do gás natural produzido no País em 2007. A produção marítima total de gás natural subiu 7,5% entre 2006 e 2007, enquanto a produção terrestre apresentou um decréscimo de 5,6% no mesmo período. O Estado do Rio de Janeiro foi o maior produtor de gás natural, concentrando 44,2% do volume total produzido e 67,6% da produção marítima nacional. O segundo maior produtor foi o Amazonas, responsável por 19,5% da produção nacional e 56,5% do volume *onshore*. O volume de gás natural reinjetado registrou **elevação** de 10,2% em 2007. De 1999 a 2007 o volume de gás reinjetado cresceu a uma taxa média de 10,3% ao ano. Já as queimas e perdas de gás apresentaram em 2007 elevação de 5,2% em relação ao ano anterior. De 1999 a 2007, foi constatado um decréscimo anual médio de 1,9% nas queimas e perdas de gás natural.

A relação reservas/produção (R/P) de gás natural declinou de 21,1 anos em 1998, para 20,1 anos em 2007. Em média, este índice reduziu-se a uma taxa de 0,5% ao ano no período.

Em 2007, o Brasil ficou na 36^a colocação 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 poder compará-la com os dados mundiais publicados pela BP (vide Tabela 1.7).

Tabela 2.11

Tabela 2.12

Gráfico 2.6

Do volume total de gás natural produzido em 2007, 1,9 bilhão m³ (10,7%) foi queimado e perdido e 3,5 bilhões m³ (19,3%) foram reinjetados. O volume de queimas e perdas de gás natural, após ter apresentado queda em 2006, voltou a registrar acréscimo, de 5,2%, em 2007. 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 aumentou 14,9% em 2007. 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.

Tabela 2.13

Tabela 2.14

2.5. Participações Governamentais e de Terceiros

A Lei do Petróleo (Lei nº 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.

No ano de 2007, como resultado das atividades de produção de petróleo e de gás natural, foram arrecadados R\$ 7,5 bilhões em *royalties*, valor 2,8% inferior ao recolhido em 2006. Deste montante, 30,6% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 33,9% aos municípios produtores ou confrontantes; 12,3% ao Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT; 15,4% ao Comando da Marinha e 7,7% 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% do total arrecadado no País a título de *royalties*, cabendo à esfera estadual 47,4% desse percentual.

Tabela 2.15

Gráfico 2.7

Quanto à participação especial, seu recolhimento atingiu R\$ 7,2 bilhões no ano de 2007, valor 18,8% inferior ao montante arrecadado em 2006. Deste valor, conforme definido pela Lei do Petróleo, couberam 40% aos estados produtores ou confrontantes, 10% aos municípios produtores ou confrontantes, 40% ao Ministério de Minas e Energia – MME e 10% ao Ministério do Meio Ambiente – MMA.

Os estados beneficiários da participação especial foram em ordem de importância: Rio de Janeiro (com 97,9% do total destinado às Unidades da Federação), Amazonas, Espírito Santo, Rio Grande do Norte, Sergipe, Bahia e Alagoas. Entre os municípios fluminenses beneficiários destacaram-se Campos dos Goytacazes, com 52,7% do total destinado aos municípios, Rio das Ostras, com 16,4%, e Cabo Frio, com 8,5%.

Tabela 2.16

Gráfico 2.8

O pagamento pela ocupação ou retenção de 837 áreas totalizou R\$ 141 milhões em 2007. Do total de áreas ocupadas, 503 encontravam-se em exploração e foram responsáveis por 47,1% do pagamento; 68 estavam em desenvolvimento, respondendo por 4,6% do valor pago, e 266 encontravam-se na fase de produção, correspondendo a 48,3% do pagamento total pela ocupação ou retenção de área.

Tabela 2.17

Adicionalmente às participações governamentais, a Lei do Petróleo estabeleceu 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 2007, este pagamento somou R\$ 80,1 milhões, valor 8,9% inferior ao pago em 2006. Este montante foi distribuído a 1.606 proprietários cadastrados em seis estados e, no caso de propriedades não-regularizadas, depositado em poupança.

Tabela 2.18

Gráfico 2.9

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 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 nº 206/2000, 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 concessionários e compradores, deduzidas as tarifas relativas ao transporte do gás até os pontos de entrega. Diferentemente 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 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 2007, o preço médio de referência do petróleo, em dólar, teve acréscimo de 46,1%, enquanto o preço médio de referência do gás natural, também em dólar, registrou acréscimo de 25,3% em relação a 2006. Os valores dos preços médios de referência do petróleo e do gás natural alcançaram as respectivas médias de US\$ 59,38/barril (R\$ 115,61/barril) e US\$ 205,20/mil m³ (R\$ 399,53/mil m³) em 2007.

Tabela 2.19

Tabela 2.20

Refino e Processamento

2.7. Refino de Petróleo

Em 2007, as 14 refinarias nacionais (não incluindo a Superintendência de Industrialização do Xisto – SIX) somaram uma capacidade de refino de 323,8 mil m³/dia. A capacidade de refino medida em m³ por dia-calendário, considerando-se o fator de 95%, foi de aproximadamente 307,6 mil m³/dia. Destas refinarias, 11 pertenciam à Petrobras (sendo uma, a Refap (RS) em associação com a Repsol-YPF) e responderam por 98,1% da capacidade total, e três eram privadas Manguinhos, Ipiranga e Univen. A Replan (SP) era em 2007 a refinaria brasileira com a maior capacidade instalada, 17,9% do total nacional. As refinarias da Região Sudeste responderam por 61,6% da capacidade total do País.

No ano de 2007, foi processado pelo parque de refino nacional cerca de 1,8 milhão barris/dia de petróleo (636,8 milhões de barris no ano), volume 1,8%

superior ao processado no ano anterior. Do total de petróleo processado em 2007, 77% eram de origem nacional.

Tabela 2.21

Tabela 2.22

Tabela 2.23

Gráfico 2.10

Gráfico 2.11

Em 2007, a Replan (SP) foi responsável por 20% do volume total de petróleo processado no País, refinando uma média diária de 353,7 mil barris. Esta refinaria também foi a que processou a maior quantidade de petróleo de origem nacional (20,4% do total). A Refap (RS) foi a refinaria brasileira que processou o maior volume de petróleo importado (23,2% do total). Cabe ressaltar que praticamente todo o petróleo processado na refinaria Ipiranga (RS) em 2007 foi de origem importada, enquanto a Lubnor (CE) e a Univen (SP) processaram apenas petróleo de origem nacional.

Tabela 2.24

Gráfico 2.12

No ano de 2007, as refinarias nacionais apresentaram uma capacidade de armazenamento de 34,9 milhões de barris de petróleo e 6,4 milhões m³ de derivados de petróleo, álcool e MTBE. Da capacidade total de armazenamento de petróleo, 66,3% situaram-se na Região Sudeste, sendo que as refinarias do Estado de São Paulo concentraram 38,6% do total nacional. As refinarias com as maiores capacidades de armazenamento de petróleo no Brasil foram a Replan (SP), com 18,2% do total nacional, e a Reduc (RJ), com 17,6%. O Sudeste também foi a região que concentrou a maior capacidade de armazenamento de derivados de petróleo, álcool e MTBE em refinarias, com 71,5% do total, sendo que 43% da capacidade brasileira localizava-se no Estado de São Paulo. As maiores capacidades de armazenamento de derivados de petróleo, álcool e MTBE no Brasil estavam localizadas na Reduc (RJ; 19,6% do total nacional), Replan (SP; 17,1%), e Revap (SP; 16,4%).

Tabela 2.25

2.8. Processamento de Gás Natural

No ano de 2007, o processamento do gás natural nacional foi realizado por 24 unidades de processamento (UPGNs), que somaram uma capacidade nominal instalada de 49,6 milhões m³/dia de gás. O volume total de gás natural processado foi de 13,3 bilhões m³ (36,5 milhões m³/dia). As UPGNs de Urucu (I, II e III) no Estado do Amazonas, concentraram 19,6% da capacidade instalada nacional e responderam por 25,5% do volume total de gás natural processado no País. Como resultado do processamento de gás natural, as UPGNs nacionais produziram 3,3 milhões m³ de GLP; 1,8 milhão m³ de C₅⁺ (gasolina natural) e 12,1 bilhões m³ de gás seco. Destacaram-se as unidades de Cabiúnas (UPGN, UPCGN, URGN e URLs), que foram as maiores produtoras de GLP, gás seco e C₅⁺, respondendo conjuntamente por 41,3%, 28,7% e 75,5% da produção total dos mesmos, respectivamente.

Tabela 2.26

Tabela 2.27

Tabela 2.28

Tabela 2.29

Gráfico 2.13

Cartograma 2.1

2.9. Produção de Derivados de Petróleo

A produção brasileira de derivados de petróleo energéticos e não-energéticos no ano 2007 foi de 110 milhões m³, 3% superior ao volume registrado em 2006. Deste total, 95,6% foram produzidos em refinarias, 3% em UPGNs, 0,9% em centrais petroquímicas e o restante (0,5%) por outros produtores autorizados pela ANP. Destaca-se que foram contabilizados apenas os derivados energéticos das Centrais Petroquímicas. 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 àqueles constantes da tabela 2.39 (Capítulo 2.11 – Industrialização do Xisto). Os derivados energéticos representaram 84% do total produzido e seu volume teve um crescimento de 2,1% em 2007 com relação a 2006. Vale destacar a queda de 3,8% na produção de gasolina de aviação e de 33,8% na de querosene iluminante, entretanto estes energéticos têm pequena participação na produção de derivados energéticos. A produção de não-energéticos, que representou 16% do total em 2007, apresentou um crescimento de 7,7% no período, onde destaca-se o aumento na produção de solvente (76%) e a queda na produção de óleo lubrificante (17,9%).

Do volume total de derivados produzidos no Brasil, o óleo diesel participou com 35,5% (39,1 milhões m³) e a gasolina A com 19,6% (21,6 milhões m³). Entre os derivados não-energéticos, destacou-se a nafta, responsável por 8,4% (9,2 milhões m³) da produção total de derivados e por 52,5% da produção de não-energéticos.

Tabela 2.30

Tabela 2.31

Gráfico 2.14

Gráfico 2.15

Gráfico 2.16

O conjunto de refinarias de São Paulo foi responsável por 44,5% da produção total de derivados no ano 2007. A Replan (SP), maior produtora nacional, produziu 20,8 milhões m³, o que representou 19,8% da produção de derivados nas refinarias do País. Esta refinaria destacou-se também na produção de óleo diesel, gasolina A, querosene iluminante e coque, com 27,8%, 20,8%, 22,5% e 58,7%, respectivamente, da produção nacional desses derivados.

A RLAM (BA) foi a principal produtora de nafta, com 20,9% da produção nacional deste derivado. A Refinaria RPBC (SP) foi a maior produtora de solventes em 2007, com 33,7% do total produzido. Já a Reduc (RJ) foi a maior produtora de óleo lubrificante, concentrando 71,6% da produção nacional. Em relação às centrais petroquímicas, no ano de 2007, sua produção atingiu um milhão m³, volume 7,5% menor que o registrado em 2006. Esta produção subdividiu-se em 85,9% de gasolina A e 14,1 % de GLP.

Tabela 2.32

Tabela 2.33

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 divulgada nas 15 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 nº 10.336/01 (com alíquotas alteradas pelo Decreto nº 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 nº 9.990/00, e 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 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 sítio da ANP, em <www.anp.gov.br/petro/precos_de_produtores.asp>.

Tabela 2.34

Tabela 2.35

Tabela 2.36

Tabela 2.37

Tabela 2.38

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 no ano de 2007 foi de 2,3 milhões t, volume 4,5% superior 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 nafta e outros derivados não-energéticos do xisto.

Em 2007, a produção brasileira de gás de xisto foi de 18,8 mil t, volume 20,1% maior que o registrado em 2006, enquanto a produção de GLP somou 23,6 mil m³, volume 12,7% maior que o do ano anterior. O volume de óleo combustível obtido a partir do processamento do xisto foi de 102,5 mil m³ em 2007, produção 5% menor que a verificada em 2006. Quanto aos produtos não-energéticos, o volume produzido de nafta (48,1 mil m³) aumentou 7,7% em 2007. Adicionalmente, a SIX produziu cerca de 4 mil m³ de outros derivados não-energéticos em 2007.

Tabela 2.39

Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

2.12. Terminais

Para viabilizar a movimentação de petróleo, seus derivados e álcool etílico no território nacional, o Brasil dispunha, em 2007, de 101 terminais autorizados a funcionar, compreendendo nove centros coletores de álcool, 60 terminais aquaviários e 32 terminais terrestres. Estes terminais possuíam uma capacidade nominal de armazenamento de 11,8 milhões m³, distribuída por 1.639 tanques. A capacidade nacional de armazenamento subdivide-se em 5,4 milhões m³ destinados ao petróleo, 6 milhões m³ para os derivados (exceto GLP) e o restante (331 mil 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: 69,1% e 76% 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: 4,8 milhões m³ (40,6% da capacidade nacional) em 695 tanques (42,4% dos tanques disponíveis no País).

Tabela 2.40

2.13. Dutos

No ano de 2007, a infra-estrutura dutoviária nacional era composta de 526 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos. Esses dutos somaram 16 mil km de extensão, divididos em 10,7 mil km para transporte e 5,2 mil km para transferência. Com extensão de 8,1 mil km, 87 dutos destinavam-se à movimentação de gás natural; 372 dutos, com extensão de 5,8 mil km, à movimentação de derivados; 30 dutos, com extensão de 2 mil km, à movimentação de petróleo; e os 76 km

restantes, compostos por 37 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 2.2 e 2.3.

Tabela 2.41

Cartograma 2.2

Cartograma 2.3

Comércio Exterior

2.14 Importação e Exportação de Petróleo

No ano de 2007, para complementar o suprimento nacional, o Brasil importou petróleo, seus derivados e gás natural. O volume importado de petróleo atingiu 159,6 milhões de barris. Relativamente ao ano de 2006, este volume elevou-se em 21,4%. Entre 1998 e 2007, houve quedas na importação de petróleo em todos os anos, com as exceções de 2001, 2004 e 2007. O dispêndio do País com importações de petróleo cresceu 31,8%, em virtude do expressivo aumento dos preços do petróleo no mercado internacional e do aumento do volume importado. O preço médio do barril de petróleo importado pelo Brasil em 2007 atingiu a cifra de US\$ 74,7, valor recorde na década, superando em 9% o verificado no ano anterior. Como resultado, o dispêndio com as importações brasileiras de petróleo foi de US\$ 12 bilhões FOB em 2007.

Em 2007, as importações brasileiras de petróleo mantiveram perfil similar ao verificado em 2006. A principal região fornecedora foi a África, que teve participação de 73,6% do volume total importado em 2007. O segundo lugar foi ocupado pelo Oriente Médio, concentrando 16,7%. Entre os países da África destacaram-se a Nigéria e a Argélia, que responderam por, respectivamente, 41,4% e 12,9% do total importado pelo Brasil. Do Oriente Médio, os principais exportadores foram a Arábia Saudita e o Iraque, representando 14,1% e 2,6% do óleo importado pelo Brasil. Entre os países das Américas Central e do Sul, a Colômbia teve a maior participação no fornecimento de petróleo para o Brasil, respondendo por 0,7% do total importado em 2007.

Tabela 2.42

Gráfico 2.17

Gráfico 2.18

As exportações brasileiras de petróleo chegaram a 153,8 milhões de barris em 2007, registrando acréscimo de 14,5% em relação ao ano anterior. As exportações geraram uma receita de US\$ 8,9 bilhões, valor 29,2% maior do que o arrecadado em 2006. Esta alta do valor arrecadado ocorreu também em decorrência do significativo aumento do preço médio do barril de petróleo exportado pelo Brasil, que passou de US\$ 51,32/barril em 2006 para US\$ 57,90/barril em 2007, um crescimento de 12,8%, seguindo a tendência observada nos preços do mercado internacional (vide seção 1, tema *Petróleo*, capítulo 1.4). As exportações nacionais de petróleo tiveram como principal destino os Estados Unidos, que representaram 35,4% do volume total exportado em 2007. O segundo lugar, em termos regionais, foi ocupado pelo conjunto dos demais países americanos que importam petróleo do Brasil, concentrando 31,7%. A terceira posição coube à Europa, responsável pela compra de 21,3% do petróleo exportado pelo Brasil. Além dos Estados Unidos, os principais países importadores de petróleo do Brasil em 2007 foram Chile (15,3%), Santa Lúcia (10,4%) e China (9,9%).

Tabela 2.43

Tabela 2.44

2.15. Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

No ano 2007, as importações de derivados de petróleo totalizaram 16 milhões m³, volume 18,2% superior ao registrado em 2006. As importações de derivados energéticos representaram 49,6% do total e aumentaram 29,5% em relação a 2006. As importações de derivados não-energéticos corresponderam a 50,4% do total e registraram crescimento de 8,9% no período.

Óleo diesel e GLP foram os derivados energéticos importados em maior quantidade no ano, contribuindo, respectivamente, com 32% e 11,2% do volume total importado. O principal derivado não-energético importado foi a nafta, com 26,2% 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\$ 6,9 bilhões em 2007, sendo a nafta e o óleo diesel os principais responsáveis por este montante, com as respectivas participações de 27,2% e 43,5%. Houve um acréscimo no dispêndio total da ordem de 39,9% em relação a 2006, como consequência do aumento generalizado dos preços dos derivados de petróleo no mercado internacional.

As importações de derivados no ano de 2007 originaram-se principalmente das Américas Central e do Sul (32,6%), com destaque para a Argentina (23,5%). Entretanto, o óleo diesel teve como principal origem a Índia (37,1%), enquanto o coque teve os Estados Unidos (81,7%) como sua fonte principal.

Tabela 2.45

Tabela 2.46

Gráfico 2.19

Gráfico 2.20

Gráfico 2.21

Em 2007, a exportação de derivados de petróleo energéticos e não-energéticos totalizou um volume de 17,6 milhões m³, que representou um acréscimo de 5,2% em relação ao volume exportado do ano anterior.

As exportações de derivados energéticos representaram 93,8% do volume em 2007, destacando-se o óleo combustível, com 30,6% do total exportado, seguido pelo óleo combustível marítimo e pela gasolina A com, respectivamente, 25,1% e 21% do total exportado.

A receita arrecadada com as exportações de derivados em 2007 somou US\$ 7,7 bilhões, montante 19,8% superior à receita verificada em 2006, em virtude principalmente do expressivo aumento dos preços do petróleo no mercado internacional. O principal produto responsável por esta arrecadação foi o óleo combustível, representando 42,4% da receita total com as exportações de derivados de petróleo.

As exportações brasileiras de derivados foram destinadas, em sua maioria, à região delimitada como América Central e do Sul, que importou 29% do total. O país que isoladamente mais importou derivados do Brasil foram os Estados Unidos, que representaram 10,6% do total.

Tabela 2.47

Tabela 2.48

Tabela 2.49

Gráfico 2.22

Gráfico 2.23

2.16. Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados

No ano de 2007, pela segunda vez, o Brasil teve um resultado superavitário no comércio internacional de petróleo e derivados, mantendo-se neste ano a auto-suficiência de abastecimento de petróleo e derivados alcançada em 2006. As importações líquidas de petróleo bruto foram de 2,5 mil m³/dia. Já a exportação líquida de derivados foi de 4,6 mil m³/dia em 2007. A auto-suficiência de abastecimento de petróleo e derivados foi mantida em 2007 a despeito do consumo aparente de petróleo e seus derivados ter crescido mais que a produção interna de petróleo cru (cresceram 4,3% e 1,3%, respectivamente).

Tabela 2.50

Gráfico 2.24

2.17. Importação de Gás Natural

Em 2007, as importações brasileiras de gás natural totalizaram 10,3 bilhões m³, volume 5,6% superior ao registrado em 2006. Originou-se da Bolívia 98,4% do volume de gás natural importado pelo País. O volume restante foi proveniente da Argentina. A importação de gás natural realizada pelo Brasil em 2007 ocasionou um dispêndio de US\$ 1,8 bilhão, valor 14,3% superior ao registrado em 2006, correspondendo a um valor médio de US\$ 172,5 por mil m³ de gás importado.

Tabela 2.51

Tabela 2.52