

SEÇÃO 2 – Indústria Nacional do Petróleo e Gás Natural

Exploração e Produção

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

Refino e Processamento

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

Industrialização do Xisto

- 2.11 Industrialização do Xisto

Movimentação de Petróleo, seus Derivados, 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 em produção e em desenvolvimento sob concessão, apresenta-se a situação vigente, em 31 de dezembro de 2008, 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 e os métodos potenciais. 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 9.478/1997, 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 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 apresentado em dois capítulos, Terminais e Dutos, ambos com informações sobre a infraestrutura disponível para transporte e transferência de hidrocarbonetos e álcool combustível no País.

O último tema da segunda seção, **Comércio Exterior**, compreende quatro capítulos: Importação e Exportação de Petróleo, Importação e Exportação

de Derivados de Petróleo, Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados e Importação de Gás Natural. São apresentados 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 em produção e em desenvolvimento sob concessão

Uma das atribuições da ANP é promover licitações para concessão de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, os quais, após a conclusão da etapa de exploração e da eventual declaração de comercialidade, alcançam as fases de desenvolvimento e, conseqüentemente, a de produção. Até 31/12/2008, estavam em sob concessão: 446 blocos ainda na fase de exploração, 66 campos em fase de desenvolvimento da produção e 291 campos em fase de produção.

Dos blocos em fase de exploração, até 31/12/2008, há um bloco da Rodada Zero; dois blocos da Primeira Rodada; oito blocos da Segunda Rodada; 16 blocos da Terceira Rodada; 17 blocos da Quarta Rodada; 33 blocos da Quinta Rodada; 90 blocos da Sexta Rodada; 171 blocos exploratórios da Sétima Rodada e 108 da Nona Rodada de Licitações para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil.

Até a data supracitada, a ANP aceitou a devolução de 670 blocos exploratórios que não alcançaram as etapas de desenvolvimento e produção, ou seja, blocos onde não houve descobertas e/ou acumulações comerciais. A referida devolução deu-se da seguinte forma: 395 blocos exploratórios devolvidos foram concedidos na Rodada Zero, 10 na Primeira Rodada, 12 na Segunda Rodada, 19 na Terceira Rodada, cinco na Quarta Rodada, 67 na Quinta Rodada, 64 na Sexta Rodada e 98 na Sétima Rodada de Licitações. Em decorrência das rodadas de licitação promovidas pela ANP entre 1999 e 2008, 70 concessionárias estavam realizando atividades exploratórias nas bacias sedimentares brasileiras em 31/12/2008. Dos 446 blocos exploratórios sob concessão em atividade ao final de 2008, 127 estavam sendo explorados somente pela Petrobras, 177 pelos demais concessionários e os 142 explorados por parcerias entre Petrobras e outras companhias.

Nos 66 campos em desenvolvimento existentes em 31/12/2008, a Petrobras tem a concessão sozinha de 41 destes campos e participava de 15 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, Brasoil, StatoilHydro e Shell. Com relação aos 291 campos em produção em 31/12/2008, a Petrobras não participava de apenas 34, e outros 10 campos eram parcerias entre esta empresa e outras concessionárias. Os demais campos produtores, ou seja, 247 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 2008 foram executados 30,4 mil km de sísmica 2D – 37% a menos que em 2007; e 8,3 mil km² de sísmica 3D – 62,6% a menos que no ano anterior. Em 2008, quanto aos métodos potenciais, houve o levantamento de 32,7 mil km de gravimetria e 26,3 mil km de magnetometria.

Quanto à perfuração de poços, em 2008 foram perfurados 826 poços (29% a mais que em 2007), sendo 683 (83% do total) em terra e 143 (17%) em mar. A maior parte das perfurações é de poços que se tornaram produtores (564 poços, ou 68% do total). O número de descobertas em 2008 foi de 63 (19% a mais que em 2007), sendo 45 em terra e 18 em mar. A taxa de sucesso exploratório (percentual de descobertas pelas perfurações de poços pioneiros) foi de 8,3% para os poços em terra (7,1% a mais que em 2007 e 44,8% para os poços em mar (63,6% a mais que no ano anterior).

Tabela 2.1

Tabela 2.2

2.3. Reservas

As reservas totais de petróleo foram contabilizadas em 20,9 bilhões de barris no final do ano de 2008, o que reflete uma taxa de crescimento anual, nos últimos 10 anos de 4,8%. As reservas provadas corresponderam a 12,8 bilhões de barris em 2008 (volume 1,4% superior ao registrado em 2007), representando 61,4% das reservas totais. Em 2008, o Brasil ocupou a 16^a posição no ranking mundial quanto às reservas provadas de petróleo.

Das reservas provadas nacionais, 93% localizavam-se em mar, com destaque para o Rio de Janeiro (que detém 80,7% das reservas provadas offshore), e 7% situavam-se em jazidas terrestres. Em 2008, o maior crescimento das reservas provadas foi registrado nas jazidas offshore do Estado da Bahia, que aumentaram 57,5%.

Tabela 2.3

Tabela 2.4

Gráfico 2.1

Gráfico 2.2

No tocante ao gás natural, as reservas provadas chegaram a 364 bilhões m³ em 2008, as quais representaram 61,8% das reservas totais de gás natural no território brasileiro (589,2 bilhões m³). Entre 2007 e 2008, o volume das reservas totais de gás natural cresceu 0,8%. No período 1999-2008, as reservas provadas brasileiras de gás natural apresentaram uma taxa média de crescimento de 5,3% ao ano.

Similarmente ao petróleo, a maior parte das reservas provadas de gás natural do Brasil encontrava-se, ao fim de 2008, em reservatórios marítimos (81,8%). O Rio de Janeiro, estado com maior participação nestas reservas, apresentou em 2008 apenas reservatórios offshore e concentrou 47,5% do volume nacional, sendo seguido por Amazonas, cujas jazidas terrestres corresponderam a 14,3% 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 12.576% das reservas provadas de gás natural onshore do Paraná entre 2007 e 2008.

Tabela 2.5

Tabela 2.6

Gráfico 2.3

Gráfico 2.4

2.4. Produção

Em 2008, 8.539 poços foram responsáveis pela produção nacional de petróleo e de gás natural, número 1,7% superior ao registrado em 2007. Os poços localizados em terra, representando 90,9% do total, tiveram um acréscimo de 1,9% no período. Já os poços marítimos (9,1% do total) apresentaram um decréscimo de 0,3% entre 2007 e 2008.

No ano de 2008, a produção nacional diária de petróleo (incluindo óleo cru e condensado, porém não incluindo LGN, óleo de xisto, GLP e C₅⁺) foi de 663 milhões de barris, tendo se elevado 4% em relação a 2007. Entre 1999 e 2008, houve um crescimento médio anual de 5,8% da produção de petróleo do País. Em 2008, o Brasil manteve-se como o 15º maior produtor mundial de petróleo (incluindo óleo cru, condensado e LGN).

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo passou de 20,3 anos em 1999 para 19,3 anos em 2008. Em média, este índice reduziu-se a uma taxa de 0,6% ao ano no período.

A maior parte da produção nacional de petróleo (exclusive LGN) foi extraída de campos marítimos, responsáveis por 90% do total produzido. O Estado do Rio de Janeiro respondeu por 91,7% da produção marítima e por 82,5% da produção total nacional. Em 2008, este estado apresentou crescimento de 5,1% na sua produção de petróleo em relação ao ano anterior. No período 1999-2008, o crescimento médio anual da produção de petróleo do Rio de Janeiro foi de 6,6%. O maior crescimento na produção de petróleo observado em 2008 foi verificado no mar do Estado da Bahia, que mais que dobrou sua produção (111,6% de aumento). Contrariamente, o Estado de São Paulo apresentou a maior queda de produção em 2008 (58,4% de queda em sua produção offshore). Em terra, o Estado do Rio Grande do Norte foi o maior produtor, concentrando 29% da produção terrestre nacional em 2008. Entretanto, a produção potiguar (mar e terra) representou apenas 3,4% da produção nacional.

Em 2008, foram produzidas no Brasil 40 correntes de petróleo com densidade média de 24,6 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 2008 foram produzidos 31,6 milhões de barris, 2,3% a menos que em 2007. O principal produtor foi o Estado do Rio de Janeiro, que teve produção de 17,4 milhões de barris (55,1% do total nacional), enquanto a segunda posição foi ocupada pelo Estado de Amazonas, com produção de 7 milhões de barris (22,1% do total nacional).

Tabela 2.7

Tabela 2.8

Tabela 2.9

Tabela 2.10

Gráfico 2.5

No período de 1999 a 2008, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 6,9% ao ano, atingindo 21,6 bilhões m³ em 2008, 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 71% do gás natural produzido no País em 2008. A produção marítima total de gás natural subiu 29,1% entre 2007 e 2008,

enquanto a produção terrestre apresentou um decréscimo de 0,16% no mesmo período. O Estado do Rio de Janeiro foi o maior produtor de gás natural, concentrando 40,6% do volume total produzido e 57,2% da produção marítima nacional. O segundo maior produtor foi o Amazonas, responsável por 17,3% da produção nacional e 59,5% do volume onshore. O volume de gás natural reinjetado registrou elevação de 10,2% em 2008. De 1999 a 2008 o volume de gás reinjetado cresceu a uma taxa média de 11,4% ao ano. Já as queimas e perdas de gás apresentaram em 2008 elevação de 12,3% em relação ao ano anterior. De 1999 a 2008, foi constatado um decréscimo anual médio de 0,4% nas queimas e perdas de gás natural.

A relação reservas/produção (R/P) de gás natural declinou de 19,5 anos em 1999, para 16,9 anos em 2008. Em média, este índice reduziu-se a uma taxa de 1,6% ao ano no período.

Em 2008, o Brasil ficou na 32^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 2008, 2,2 bilhões m³ (10,1%) foram queimados e perdidos e 3,9 bilhões m³ (18%) foram reinjetados. O volume de queimas e perdas de gás natural registrou acréscimo de 12,3% em 2008. 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 52,3% em 2008. E o volume de gás reinjetado teve um acréscimo de 11,4%. Em campos contendo gás natural não-associado, toda a infraestrutura 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 9.478/1997) estabeleceu as participações governamentais a serem pagas pelos concessionários das atividades de

exploração e produção de petróleo ou gás natural: o bônus de assinatura, os royalties, a participação especial e o pagamento pela ocupação ou retenção de área. Destas quatro participações governamentais, somente os royalties já existiam antes da Lei do Petróleo, mas em percentual inferior. A arrecadação de bônus de assinatura é tratada na Seção 5 deste Anuário.

No ano de 2008, como resultado das atividades de produção de petróleo e de gás natural, foram arrecadados R\$ 10,9 bilhões em royalties, valor 46% superior ao recolhido em 2007. Deste montante, 30,1% destinaram-se aos estados produtores ou confrontantes; 33,9% aos municípios produtores ou confrontantes; 15,6% ao Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT; 12,3% ao Comando da Marinha e 7,8% 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 47,7% desse percentual.

Tabela 2.15

Gráfico 2.7

Quanto à participação especial, seu recolhimento atingiu R\$ 11,7 bilhões no ano de 2008, valor 63,2% superior ao montante arrecadado em 2007. 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 95,1% do total destinado às Unidades da Federação), Espírito Santo, Amazonas, Rio Grande do Norte, Sergipe e Bahia. Entre os municípios fluminenses beneficiários destacaram-se Campos dos Goytacazes, com 53% do total destinado aos municípios, Rio das Ostras, com 15,4%, e Macaé, com 8,4%.

Tabela 2.16

Gráfico 2.8

O pagamento pela ocupação ou retenção de 711 áreas totalizou R\$ 139 milhões em 2008. Do total de áreas ocupadas, 376 encontravam-se em exploração e foram responsáveis por 46,2% do pagamento; 64 estavam em desenvolvimento, respondendo por 4,9% do valor pago, e 271 encontravam-se na fase de produção, correspondendo a 48,9% 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 2008, este pagamento somou R\$ 102,6 milhões, valor 28,1% superior ao pago em 2007. Este montante foi distribuído a 1.717 proprietários cadastrados em sete estados e, no caso de propriedades não-regularizadas, depositado em poupança.

Tabela 2.18

Gráfico 2.9

A Lei nº 9.478, de 06/08/1997 em seu Art. 8º, alínea X, determina à ANP a obrigação de estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento.

No cumprimento de suas atribuições, a partir de 1998, a ANP incluiu nos Contratos de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e/ou Gás Natural cláusula estabelecendo que, caso a Participação Especial seja devida para um campo em qualquer trimestre do ano calendário, o concessionário será obrigado a realizar Despesas Qualificadas com Pesquisa e Desenvolvimento em valor equivalente a 1% (um por cento) da receita bruta da produção para tal campo.

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

Nos termos do que dispõe o contrato de concessão, até 2008, foram enquadrados nessa obrigatoriedade os concessionários Petrobras, Shell e Repsol, cujas obrigações anuais são apresentadas na Tabela 19.

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

Desde a sua implementação, foram investidos no PRH-ANP R\$ 164,3 milhões, concedidas 4.568 bolsas de estudo e formados mais de 2.700 profissionais.

Tabela 2.19

Tabela 2.20

Gráfico 2.10

2.6. Preços de Referência do Petróleo e do Gás Natural

De acordo com o Decreto nº 2.705/1998, conhecido como “Decreto das Participações Governamentais”, os preços de referência do petróleo e do gás natural são utilizados na determinação do valor da produção 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 2008, o preço médio de referência do petróleo, em dólar, teve acréscimo de 40,5%, enquanto o preço médio de referência do gás natural, também em dólar, registrou acréscimo de 51,5% em relação a 2007. Os valores dos preços médios de referência do petróleo e do gás natural alcançaram as respectivas médias de US\$ 83,46/barril (R\$ 146,23/barril) e US\$ 310,94/mil m³ (R\$ 564,77/mil m³) em 2008.

Tabela 2.21

Tabela 2.22

Refino e Processamento

2.7. Refino de Petróleo

Em 2008, as 14 refinarias nacionais (não incluindo a Superintendência de Industrialização do Xisto – SIX) somaram uma capacidade de refino de 325,1 mil m³/dia. A capacidade de refino medida em m³ por dia-calendário, considerando-se o fator de 95%, foi de aproximadamente 308,8 mil m³/dia. Destas refinarias, 11 pertenciam à Petrobras (sendo uma, a Refap (RS) em associação com a Repsol-YPF) e responderam por 98,3% 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, 18,8% do total nacional. As refinarias da Região Sudeste responderam por 54,9% da capacidade total do País.

No ano de 2008, foi processado pelo parque de refino nacional cerca de 1,8 milhão barris/dia de petróleo (643 milhões de barris no ano), volume 0,6% inferior ao processado no ano anterior. Do total de petróleo processado em 2008, 75,7% eram de origem nacional.

Tabela 2.23

Tabela 2.24

Tabela 2.25

Gráfico 2.11

Gráfico 2.12

Em 2008, a Replan (SP) foi responsável por 15,4% do volume total de petróleo processado no País, refinando uma média diária de 271,7 mil barris. Esta refinaria também foi a que processou a maior quantidade de petróleo de origem nacional (18,7% do total). A Refap (RS) foi a refinaria brasileira que processou o maior volume de petróleo importado (24,6% do total). Cabe ressaltar que 58,2% do petróleo processado na refinaria Ipiranga (RS) em 2008 foi de origem importada, enquanto a Lubnor (CE) e a Univen (SP) processaram apenas petróleo de origem nacional.

Tabela 2.26

Gráfico 2.13

No ano de 2008, as refinarias nacionais apresentaram uma capacidade de armazenamento de 33,4 milhões de barris de petróleo e 7,0 milhões m³ de derivados de petróleo, álcool e metil-terc-butil éter (MTBE). Da capacidade

total de armazenamento de petróleo, 56,9% situaram-se na Região Sudeste, sendo que as refinarias do Estado de São Paulo concentraram 36% do total nacional. As refinarias com as maiores capacidades de armazenamento de petróleo no Brasil foram a Reduc (RJ), com 18,4% do total nacional, e a Replan (SP), com 17,3%. O Sudeste também foi a região que concentrou a maior capacidade de armazenamento de derivados de petróleo, álcool e MTBE em refinarias, com 67,1% do total, sendo que 48% 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 Replan (SP; 21% do total nacional), Reduc (RJ; 18%), e Revap (SP; 15,2%).

Tabela 2.27

2.8. Processamento de Gás Natural

No ano de 2008, o processamento do gás natural nacional foi realizado por 29 unidades de processamento (UPGNs), que somaram uma capacidade nominal instalada de 64,3 milhões m³/dia de gás. O volume total de gás natural processado foi de 16,8 bilhões m³ (45,8 milhões m³/dia). As UPGNs de Urucu (I, II e III) no Estado do Amazonas, concentraram 15,1% da capacidade instalada nacional e responderam por 21,5% do volume total de gás natural processado no País. Como resultado do processamento de gás natural, as UPGNs nacionais produziram 3,2 milhões m³ de GLP; 749 mil m³ de C₅⁺ (gasolina natural), 222,3 milhões de etano e 15,2 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 36,8%, 26,5% e 38,6% da produção total dos mesmos, respectivamente.

Tabela 2.28

Tabela 2.29

Tabela 2.30

Tabela 2.31

Gráfico 2.14

Cartograma 2.1

2.9. Produção de Derivados de Petróleo

A produção brasileira de derivados de petróleo energéticos e não-energéticos no ano 2008 foi de 108,6 milhões m³, 0,2% inferior ao volume registrado em 2007. Deste total, 96,2% foram produzidos em refinarias,

0,9% em centrais petroquímicas e 2,9% em UPGNs. 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 2.41 (Capítulo 2.11 – Industrialização do Xisto). Os derivados energéticos representaram 84,6% do total produzido e seu volume teve um acréscimo de 0,1% em 2008 com relação a 2007.

Do volume total de derivados produzidos no Brasil, o óleo diesel participou com 37,5% (40,6 milhões m³) e a gasolina A com 19,4% (21 milhões m³). Entre os derivados não-energéticos, destacou-se a nafta, responsável por 7,5% (8,1 milhões m³) da produção total de derivados e por 48,6% da produção de não-energéticos.

Tabela 2.32

Tabela 2.33

Gráfico 2.15

Gráfico 2.16

Gráfico 2.17

O conjunto de refinarias de São Paulo foi responsável por 54,7% da produção total de derivados no ano 2008. A Replan (SP), maior produtora nacional, produziu 20,5 milhões m³, o que representou 19,6% 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 26,9%, 12,5%, 15,5% e 54,5%, respectivamente, da produção nacional desses derivados.

A RLAM (BA) foi a principal produtora de nafta, com 23,1% da produção nacional deste derivado. A Refinaria RPBC (SP) foi a maior produtora de solventes em 2008, com 42,5% do total produzido. Já a Reduc (RJ) foi a maior produtora de óleo lubrificante, concentrando 75,6% da produção nacional. Em relação às centrais petroquímicas, no ano de 2008, sua produção atingiu 980,9 mil m³, volume 5,2% menor que o registrado em 2007. Esta produção subdividiu-se em 83,5% de gasolina A e 16,5% de GLP.

Tabela 2.34

Tabela 2.35

2.10. Preços dos Produtores e Importadores de Derivados de Petróleo

Os preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores (refinarias, centrais petroquímicas e formuladores) e importadores de

gasolina A, óleo diesel, QAV e GLP são publicados no **Anuário Estatístico** desde a edição de 2003, em substituição às séries de preços de realização e faturamento dos derivados de petróleo 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 10.336/2001 (com alíquotas alteradas pelo Decreto nº 4.565/2003), aos Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/Pasep e ao financiamento da Seguridade Social – Cofins, conforme a Lei nº 9.990/2000, 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 nº 297/2001, instituiu a obrigatoriedade de apresentação por parte destes agentes das informações relativas à comercialização de gasolina A, óleo diesel, QAV, GLP e óleo combustível. Estes valores são frequentemente atualizados e encontram-se disponíveis para consulta no sítio da ANP, em www.anp.gov.br/petro/precos_de_produtores.asp.

Tabela 2.36

Tabela 2.37

Tabela 2.38

Tabela 2.39

Tabela 2.40

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 2008 foi de 2 milhões t, volume 14% 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 nafta e outros derivados não-energéticos do xisto.

Em 2008, a produção brasileira de gás de xisto foi de 13,1 mil t, volume 30,2% menor que o registrado em 2007, enquanto a produção de GLP somou 18,5 mil m³, volume 21,6% menor que o do ano anterior. O volume de óleo combustível obtido a partir do processamento do xisto foi de 155,7 mil m³ em 2008, produção 51,8% maior que a verificada em 2007. Quanto aos produtos não-energéticos, o volume produzido de nafta (37,7 mil m³) foi reduzido em 21,5% em 2008. Adicionalmente, a SIX produziu cerca de 2,3 mil m³ de outros derivados não-energéticos em 2008.

Tabela 2.41

Movimentação de Petróleo, seus Derivados, Álcool e Gás Natural

2.12. Terminais

Para viabilizar a movimentação de petróleo, seus derivados e álcool etílico no território nacional, o Brasil dispunha, em 2008, de 102 terminais autorizados a funcionar, compreendendo nove centros coletores de álcool, 62 terminais aquaviários e 31 terminais terrestres. Estes terminais possuíam uma capacidade nominal de armazenamento de 11,8 milhões m³, distribuída por 1.653 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 (329 mil m³) reservado para o armazenamento exclusivo de GLP.

Os terminais aquaviários concentravam a maior parte da capacidade nominal de armazenamento nacional e o maior número de tanques autorizados: 69,5% e 75,9% 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: 4,9 milhões m³ (41,1% da capacidade nacional) em 699 tanques (42,3% dos tanques disponíveis no País).

Tabela 2.42

2.13. Dutos

No ano de 2008, a infraestrutura dutoviária nacional era composta de 547 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos. Esses dutos somaram 17 mil km de extensão, divididos em 11,7 mil km para transporte e 5,3 mil km para transferência. Com extensão de 9,1 mil km, 90 dutos destinavam-se à movimentação de gás natural; 388 dutos, com extensão de 5,9 mil km, à movimentação de derivados; 32 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 2.43

Cartograma 2.2

Cartograma 2.3

Comércio Exterior

2.14 Importação e Exportação de Petróleo

No ano de 2008, para complementar o suprimento nacional, o Brasil importou petróleo, seus derivados e gás natural. O volume importado de petróleo atingiu 149,2 milhões de barris. Relativamente ao ano de 2007, este volume teve uma queda de 6,5%. Entre 1999 e 2008, 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 38,4%, em virtude do expressivo aumento dos preços do petróleo no mercado internacional. O preço médio do barril de petróleo importado pelo Brasil em 2008 atingiu a cifra de US\$ 108,7 - valor recorde na década - superando em 45,4% o verificado no ano anterior. Como resultado, o dispêndio com as importações brasileiras de petróleo foi de US\$ 16,6 bilhões FOB em 2008.

Em 2008, as importações brasileiras de petróleo mantiveram perfil similar ao verificado em 2007. A principal região fornecedora foi a África, que teve participação de 72,3% do volume total importado em 2008. O segundo lugar foi ocupado pelo Oriente Médio, concentrando 23,5%. Entre os países da África destacaram-se a Nigéria e a Angola, que responderam por, respectivamente, 40,3% e 12,6% do total importado pelo Brasil. Do Oriente Médio, os principais exportadores foram a Arábia Saudita e o Iraque, representando 15,3% e 8,2% 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 1,1% do total importado em 2008.

Tabela 2.44

Gráfico 2.18

Gráfico 2.19

As exportações brasileiras de petróleo chegaram a 158,1 milhões de barris em 2008, registrando acréscimo de 2,8% em relação ao ano anterior. As exportações geraram uma receita de US\$ 13,7 bilhões, valor 53,7% maior do que o arrecadado em 2007. 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\$ 57,90/barril em 2007 para US\$ 86,54/barril em 2008, um crescimento de 49,5%, 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 a América Central e do Sul, que representaram 40,9% do volume total exportado em 2008. O segundo lugar foi ocupado pelos Estados Unidos, os quais representaram 31,4%. A terceira posição coube à Europa, responsável pela compra de 14,2% do petróleo exportado pelo Brasil. Além dos Estados Unidos, os principais países importadores de petróleo do Brasil em 2008 foram Santa Lúcia (26,4%), China (12,8%) e Chile (10,9).

Tabela 2.45

Tabela 2.46

2.15. Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

No ano 2008, as importações de derivados de petróleo totalizaram 17,9 milhões m³, volume 12,2% superior ao registrado em 2007. As importações de derivados energéticos representaram 54,2% do total e aumentaram 22,8% em relação a 2007. As importações de derivados não-energéticos corresponderam a 45,8% do total e registraram crescimento de 1,9% no período.

Óleo diesel e GLP foram os derivados energéticos importados em maior quantidade no ano, contribuindo, respectivamente, com 32,5% e 12,2% do volume total importado. O principal derivado não-energético importado foi a nafta, com 20,1% do volume importado pelo País. O coque também foi importado em quantidade significativa, correspondendo a 19,7% do total. O dispêndio com as importações de derivados somou US\$ 11,2 bilhões em 2008, sendo a nafta e o óleo diesel os principais responsáveis por este montante, com as respectivas participações de 19,4% e 46%. Houve um

acréscimo no dispêndio total da ordem de 61,1% em relação a 2007, como consequência do aumento generalizado dos preços dos derivados de petróleo no mercado internacional.

As importações de derivados no ano de 2008 originaram-se principalmente das Américas Central e do Sul (27,5%), com destaque para a Argentina (17,7%). Entretanto, o óleo diesel teve como principal origem a Índia (30,9%), enquanto o coque teve os Estados Unidos (61,1%) como sua fonte principal.

Tabela 2.47

Tabela 2.48

Gráfico 2.20

Gráfico 2.21

Gráfico 2.22

Em 2008, a exportação de derivados de petróleo energéticos e não-energéticos totalizou um volume de 16 milhões m³, que representou um decréscimo de 9,4% em relação ao volume exportado do ano anterior.

As exportações de derivados energéticos representaram 93,2% do volume em 2008, destacando-se o óleo combustível, com 32,3% do total exportado, seguido pelo óleo combustível marítimo e pela gasolina A com, respectivamente, 28,3% e 16,2% do total exportado.

A receita arrecadada com as exportações de derivados em 2008 somou US\$ 9,9 bilhões, montante 28,5% superior à receita verificada em 2007, 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 49,7% 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 21,2% do total. O país que isoladamente mais importou derivados do Brasil foi a Cingapura, correspondendo a 10,1% do total.

Tabela 2.49

Tabela 2.50

Tabela 2.51

Gráfico 2.23

Gráfico 2.24

2.16. Dependência Externa de Petróleo e seus Derivados

No ano de 2008 o Brasil teve um resultado deficitário no comércio internacional de petróleo e derivados, comprometendo neste ano a auto-suficiência de abastecimento de petróleo e derivados alcançada em 2006 e 2007. As exportações líquidas de petróleo bruto foram de 3,9 mil m³/dia. Já a importação líquida de derivados foi de 5,3 mil m³/dia em 2008. A autossuficiência de abastecimento de petróleo e derivados foi interrompida em 2008, pois foi influenciada pelo fato do consumo aparente do petróleo e seus derivados ter crescido em 0,1% e a produção interna de petróleo cru ter decrescido em 1,1%.

Tabela 2.52

Gráfico 2.25

2.17. Importação de Gás Natural

Em 2008, as importações brasileiras de gás natural totalizaram 11,3 bilhões m³, volume 9,8% superior ao registrado em 2007. Originou-se da Bolívia 98,5% do volume de gás natural importado pelo País. O volume restante foi proveniente da Argentina e de Trinidad e Tobago (GNL). A importação de gás natural realizada pelo Brasil em 2008 ocasionou um dispêndio de US\$ 3 bilhões, valor 69,9% superior ao registrado em 2007, correspondendo a um valor médio de US\$ 266,9 por mil m³ de gás importado.

Tabela 2.53

Tabela 2.52