EBC

Núcleo de Estudos de Economias de Baixo Carbono

Petróleo e Petroquímica

Prof. Dr. Eduardo Luiz Machado

São Paulo

2012

Equipe de Coordenação do Projeto Economia de Baixo Carbono

Coordenação Geral – Rudinei Toneto Junior
Coordenação Geral Adjunta – Marcelo Pinho

Coordenação do Modelo de Equilíbrio Geral: Angelo Costa Gurgel

Coordenação SASTEC – Banco de Dados de Tecnologias: Geciane Silveira Porto e Sérgio Kannebley

Coordenação de Estudos Setoriais
Uso do Solo, Pecuária e grãos - Geraldo Bueno Martha Junior e Elísio Contini
Biocombustíveis – André Luis Squarize Chagas
Siderurgia - Germano Mendes de Paula
Alumínio – Clésio Lourenço Xavier
Cimento – Marcelo Pinho
Petróleo e Petroquímico – Eduardo Luiz Machado
Automobilístico e Aeronáutica – Cláudio Ribeiro de Lucinda

Consultores Temáticos: Energia, Eficiência Energética e Tecnologias Verdes
Paulo Seleghim Junior
Oswaldo Baffa

Auxiliares de Coordenação
Beatriz Selan
Gabriela Eusébio

Este projeto foi realizado com recursos do Fundo de Estruturação de Projetos (FEP) do BNDES. O conteúdo é de exclusiva responsabilidade dos autores, não refletindo, necessariamente, a opinião do BNDES. Informações sobre o FEP encontram-se em HTTP://www.bndes.gov.br.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
FACULDADE DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO E CONTABILIDADE DE RIBEIRÃO PRETO
CONTRATO DE COLABORAÇÃO FINANCEIRA NÃO-REEMBOLSÁVEL
N° 11.2.0488.1
FUNDACE – BNDES

ECONOMIA DE BAIXO CARBONO: AVALIAÇÃO DE IMPACTOS DE RESTRIÇÕES E PERSPECTIVAS TECNOLÓGICAS

PETRÓLEO E PETROQUÍMICA

Eduardo Luiz Machado

SÃO PAULO
SETEMBRO 2012

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO....4
1. QUADRO INTERNACIONAL....4
1.1. CARACTERIZAÇÃO SETORIAL....4
1.1.1. SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL....4
1.1.1.1. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO....7
1.1.1.2. REFINO....10
1.1.1.3. TRANSPORTE, ARMAZENAMENTO E DISTRIBUIÇÃO....15
1.1.2. SETOR PETROQUÍMICO....16
1.2. PRODUÇÃO, CONSUMO E COMÉRCIO INTERNACIONAL....21
1.2.1. SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL....22
1.2.1.1. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO....22
1.2.1.2. REFINO....33
1.2.2. SETOR PETROQUÍMICO....34
1.3. ESTRUTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA....36
1.3.1. SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL....36
1.3.1.1. BREVE HISTÓRICO....37
1.3.1.2. DINÂMICA ATUAL....39
1.3.2. SETOR PETROQUÍMICO....42
1.3.2.1. BREVE HISTÓRICO....42
1.3.2.2. DINÂMICA ATUAL....43
1.4. FATORES CRÍTICOS PARA A COMPETITIVIDADE INTERNACIONAL....46
1.4.1. SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL....46
1.4.2. SETOR PETROQUÍMICO....50
1.5. DINÂMICA TECNOLÓGICA....53
1.5.1. SETOR PETRÓLEO E GÁS NATURAL....53
1.5.2. SETOR PETROQUÍMICO....57
2. QUADRO NACIONAL....59
2.1. SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL....59
2.1.1. PRODUÇÃO, CONSUMO E COMÉRCIO....59
2.1.1.1. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO....60
2.1.1.2. REFINO....62
2.1.1.3. TRANSPORTE, ARMAZENAMENTO E DISTRIBUIÇÃO....65
2.1.2. SETOR PETROQUÍMICO....67

2.2. ESTRUTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA....69
2.2.1. SETOR PETROLEO E GÁS NATURAL....69
2.2.2. SETOR PETROQUÍMICO....72
2.3. COMPETITIVIDADE INTERNACIONAL....76
2.3.1. SETOR PETROLEO E GÁS NATURAL....76
2.3.1.1. NOVAS FRONTEIRAS COM O PRÉ-SAL....78
2.3.2. SETOR PETROQUÍMICO....80
2.4. PERFIL TECNOLÓGICO....82
2.4.1. SETOR PETROLEO E GÁS NATURAL....82
2.4.2. SETOR PETROQUÍMICO....85
3. MUDANÇAS CLIMÁTICAS, INSTITUCIONAIS E TECNOLÓGICAS....86
3.1. IMPACTOS AMBIENTAIS SETORIAIS....90
3.1.1. SETOR PETRÓLEO E GÁS NATURAL....90
3.1.2. SETOR PETROQUÍMICO....95
3.2. MUDANÇAS CLIMÁTICAS E REGULAÇÃO SETORIAL....97
3.3. MUDANÇAS CLIMÁTICAS E MUDANÇA TECNOLÓGICA....100
4. REFERÊNCIAS....102

INTRODUÇÃO

O objetivo dos estudos setoriais é possibilitar um maior detalhamento dos setores potencialmente mais afetados pela imposição de restrições sobre a emissão de gases do efeito estufa e por mudanças tecnológicas em direção a uma economia de baixo carbono. Para tanto, serão identificadas as tendências tecnológicas e produtivas que possam impactar profundamente os setores de petróleo e petroquímica. Especificamente:

- CNAE 06.0: Extração de petróleo cru e gás natural;
- CNAE 19.2: Fabricação de produtos do refino do petróleo (gás liquefeito do petróleo (GLP), gasolina, óleo diesel, óleos lubrificantes básicos etc.);
- CNAE 20.2 e 20.3: transformação de matérias-primas orgânicas ou inorgânicas por processos químicos e a produção de resinas e fibras e outros produtos químicos.

A estrutura deste relatório segue o proposto no termo de referência, cobrindo aspectos relacionados ao quadro internacional (seção 1), quadro nacional (seção 2) e mudanças climáticas, institucionais e tecnológicas (seção 3).

1. QUADRO INTERNACIONAL

Neste capítulo analisa-se a estrutura produtiva da cadeia produtiva internacional dos segmentos definidos anteriormente. São levantadas informações sobre os principais países produtores, produtos e seus usos, evolução do padrão do consumo e perspectivas futuras e players mundiais. Também são apresentados os fatores críticos para a competitividade, como a presença de economias de escala e escopo, capacidade tecnológica e políticas públicas, com ênfase nos processos e/ou produtos que impactam profundamente os dois setores.

1.1. CARACTERIZAÇÃO SETORIAL

1.1.1. SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

O petróleo é uma substância oleosa, formada por uma complexa mistura de hidrocarbonetos, podendo conter quantidades de oxigênio, nitrogênio, enxofre e alguns íons metálicos, principalmente níquel e vanádio. A série de hidrocarbonetos é

variada, incluindo os do tipo saturado (alcanos normais, isoalcanos e cicloalcanos) e os aromáticos. Os hidrocarbonetos com a presença de compostos sulfurados, nitrogenados, oxigenados, resinas e asfaltenos são encontrados em quantidades menores na natureza.

Diversos produtos são derivados a partir do petróleo, sejam eles com finalidade energética, tais como gasolina, óleo diesel, querosene, gás natural, gás liquefeito de petróleo (GLP), ou com outras finalidades, como insumos para a indústria petroquímica na produção de polímeros plásticos, ou de utilização final como as parafinas e os asfaltos (Entschev, 2008).

Já o gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos, contendo desde o metano (CH_4) até o hexano (C_6H_{14}), que é encontrado na forma livre ou associado à fase óleo (Thomas, 2001). É utilizado como combustível industrial, veicular e doméstico; ou ainda, como matéria-prima nas indústrias siderúrgica, química e de fertilizantes. A Tabela 1 mostra a composição típica do gás natural nestes dois casos.

Componente	Campos de gás natural	Gás natural liberado do óleo
Nitrogênio	traços – 15%	traços – 10%
Dióxido de carbono	traços – 5%	traços – 4%
Gás sulfídrico	traços – 3%	traços – 6%
Hélio	traços – 5%	não
Metano	70 – 98%	45 – 92%
Etano	1 – 10%	4 – 21%
Propano	traços – 5%	1 – 15%
Butanos	traços – 2%	0,5 – 2%
Pentanos	traços – 1%	traços – 3%
Hexanos	traços – 0,5%	traços – 2%
Heptanos+	traços – 0,5%	traços – 1,5%

Tabela 1: Componentes do Gás Natural (% em Mol)
Fonte: Thomas (2001)

A cadeia produtiva engloba o conjunto de atividades econômicas relacionadas a exploração, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural, outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados.

Trata-se de uma cadeia produtiva bastante extensa e com um elevado número de instituições públicas e privadas atuando diretamente em sua estrutura. Divide-se em dois grandes blocos complementares: *upstream* (exploração e produção) e *downstream* (transporte, refino e distribuição). Cada atividade dentro desses blocos tem propósitos distintos:

- Exploração e produção (E&P): atividade relacionada à descoberta de novas reservas e sua eventual extração. Os principais produtos obtidos nesta atividade são etano, propano, petróleo e líquidos de gás natural;
- Refino: trata-se do processo de converter o petróleo cru em produtos comercializáveis e de purificar o gás para consumo. Os principais produtos obtidos a partir do processo de refino são gasolina, óleo diesel, querosene e nafta[1].
- Transporte e armazenamento: compreende o transporte dos produtos extraídos por meio de dutos ou navios, bem como sua estocagem, para as centrais de processamento;
- Distribuição: envolve a distribuição e venda de gás, combustíveis e lubrificantes derivados do petróleo por atacadistas e varejistas.

Destaque-se que a indústria petrolífera apresenta algumas características importantes, como o fato de se basear em um recurso mineral não-renovável que constitui atualmente a principal fonte de energia mundial sem produtos substitutos próximos, ao menos em toda gama de usos e aplicações. Tal fato confere ao petróleo uma demanda inelástica com relação ao preço. Outra característica importante é a tendência a verticalização da cadeia produtiva decorrente das elevadas economias de escala e escopo da atividade de refino e diluição do risco associado a atividade de exploração e produção, bem como de integração horizontal, em função da distribuição desigual das jazidas no mudo.

[1] Os derivados do petróleo são classificados em duas categorias: energéticos e não energéticos. A primeira categoria engloba os derivados de petróleo utilizados como combustíveis, abrangendo GLP, gasolina A, gasolina de aviação, querosene iluminante, QAV, óleo diesel e óleo combustível. Já a segunda categoria engloba os derivados de petróleo que são utilizados para fins não energéticos, abrangendo graxas, lubrificantes, parafinas, asfaltos, solventes, coque, nafta, extrato aromático, gasóleo de vácuo, óleo leve de reciclo, RAT, diluentes, n-parafinas, outros óleos de petróleo, minerais betuminosos, bem como outros produtos de menor importância.

1.1.1.1. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

A atividade de exploração envolve estudos geológicos e geofísicos e a perfuração de poços de prospecção. Trata-se de uma atividade de longa duração, que leva em média oito anos para sua finalização (Kimura, 2005).

Genericamente, os estudos geológicos analisam as características das rochas nas superfícies, buscando prever seu comportamento a grandes profundidades, de forma a melhorar a identificação da presença de óleo e a estimação do volume das reservas. Por outro lado, a geofísica estuda as características das rochas e identifica suas estruturas geológicas, permitindo delimitar áreas com maior probabilidade de existência de um campo de petróleo (Kimura, 2005).

Ao longo de décadas de exploração, percebeu-se que para encontrar jazidas de hidrocarbonetos em volume significativo era necessário que um determinado número de características geológicas fosse atendido simultaneamente em bacias sedimentares (Magoon & Dow, 1994).

O estudo destas características de maneira integrada e a simulação preliminar das condições ótimas para sua existência foram consolidados no conceito de sistema petrolífero[2].

Fundamental para a ocorrência de petróleo em quantidade significativa, em uma bacia sedimentar, é a existência de volume elevado de matéria orgânica de qualidade adequada que foi acumulada na deposição de determinadas rochas sedimentares conhecidas como geradoras. São estas rochas que, submetidas a temperaturas e pressões adequadas, geram o petróleo em subsuperfície (Milani, Brandão, Zalán & Gamboa, 2000).

O tipo de petróleo gerado depende fundamentalmente das características da matéria orgânica preservada na rocha geradora. No caso da matéria orgânica ser derivada de vegetais superiores (gimnosperma e angiosperma) tende a gerar gás natural, enquanto a derivada de zooplâncton e fitoplâncton, marinho ou lacustre, tende a gerar óleo (Milani, Brandão, Zalán & Gamboa, 2000).

[2] Um sistema petrolífero compreende a existência e o funcionamento síncronos de quatro elementos (rochas geradoras maturas, rochas reservatório, rochas selantes e trapas) e dois fenômenos geológicos dependentes do tempo (migração e sincronismo) (Magoon & Dow, 1994).

Toda a atividade de exploração envolve custos e riscos elevados em função do grande volume de investimento necessário para financiar estudos geológicos, geofísicos e sismológicos, além de utilizar uma multiplicidade de tecnologias sofisticadas de sondagem, perfuração e extração.

De acordo com os resultados obtidos nos estudos geológicos e geofísicos, as empresas decidem perfurar poços exploratórios. Assim, a perfuração é uma tecnologia-chave na exploração e produção. Seus custos podem representar de 40% a 80% dos custos de exploração e desenvolvimento de um campo de petróleo (Almeida, 2003).

A atividade de perfuração utiliza como equipamento principal uma sonda de perfuração, constituída de tubulações de aço, broca e a sonda. O tipo de broca e sonda empregado irá depender das condições específicas do solo. Os custos de perfuração variam de acordo com a região explorada, variando entre US$ 5 milhões em terra e US$ 20 milhões no mar (Almeida, 2003)[3].

No mar, a atividade de perfuração utiliza plataformas[4] fixas, flutuantes e navios-sonda. As plataformas fixas costumam ser utilizadas em campos com lâminas d´águas de até 200 metros. Não são projetados para estocar petróleo e gás, que será transportado por dutos.

Os modelos de plataforma mais comum são a semissubmersível e a autoelevatória (*Jack-up rig).* O primeiro tipo se apoia em flutuadores submarinos, ficando sujeita à ação das ondas, correntes e ventos necessitando de sistemas de posicionamento. Os dois mais comuns são os sistemas de ancoragem e de posicionamento dinâmico. A primeira forma utiliza âncoras e correntes que atuam como “grandes molas” capazes de restaurar a plataforma a posição ideal. Na segunda forma não existe ligação física da plataforma com o fundo do mar, utilizando propulsores no casco que são acionados por computador para restaurar a posição da plataforma.

Já a plataforma autoelevatória utiliza uma balsa, que é transportada por rebocadores ou por propulsão própria até o local de perfuração, que se apoia no fundo do mar por meio de três ou mais pernas com até 150 metros de comprimento..

[3] Destaque-se que este custo é mais elevado nas perfurações já realizadas nas rochas carbonáticas do pré-sal, chegando próximo aos US$ 240 milhões.
[4] Também conhecias como plataformas *offshore*.

O navio-sonda é um navio projetado para a perfuração de poços submarinos, com uma torre de perfuração e uma abertura no casco que permite a passagem da coluna de perfuração.

Por fim, os sistemas flutuantes de produção (FPS - *Floating Production Systems*) são navios de grande porte, com capacidade para produzir, processar e/ou armazenar petróleo e gás natural, que ficam ancorados em um local definido. Possuem capacidade de processamento de até de 200 mil barris de petróleo por dia.

No caso do campo se revelar economicamente viável, inicia-se a fase de produção, que costuma ser realizada pela mesma empresa ou consórcio que realiza a exploração. Apesar dos altos custos e riscos envolvidos para o início da produção, eles são menores quando comparados à fase de exploração (Kimura, 2005).

As atividades associadas à exploração em geral são terceirizadas por meio de empresas de serviços, de engenharia e de fornecedores de equipamentos, constituindo a indústria para-petrolífera. O Quadro 1 apresenta os principais setores da indústria para-petrolífera, a base tecnológica e o segmento industrial associado.

Setores	Base Tecnológica	Segmento
Indústria de Transformação	Metalúrgica	Siderurgia
		Tubos, Conexões e flanges
		Caldeiraria
	Mecânica	Válvulas
		Bombas
		Compressores
		Motores a gás e a diesel
		Hastes e Unidades de Bombeio
		Turbinas
		Guindastes e Guinchos
		Subsea
	Elétrica	Geradores e Motores Elétricos
		Subestação e Transformadores
		Instrumentação
Serviços de Engenharia	Projeto de Engenharia	
	Serviços de Engenharia	
	Construção e Montagem	

Quadro 1: Indústria Para-Petrolífera

Fonte: Oliveira (2008)

Novas áreas propícias à exploração foram incorporadas e correspondem às chamadas fontes não convencionais do combustível fóssil, exigindo novos processos tecnológicos para sua extração. Destaca-se a exploração de petróleo e gás natural a partir de areias betuminosas e xisto, respectivamente. As areias betuminosas[5] são grandes depósitos de betume encontrados principalmente no Canadá[6]. Trata-se de uma forma semissólida de petróleo cru, mais pesado e de menor valor comercial. Neste tipo de jazida, o betume está impregnado nas rochas matrizes, que são compostas basicamente por areia e argila, ficando imóveis dentro delas, não fluindo para um poço, como no petróleo cru convencional.

O segundo tipo de fonte não convencional, refere-se ao gás natural preso em formações de xisto, cuja exploração anteriormente era difícil e custosa. Duas novas tecnologias foram cruciais para viabilizar a exploração do gás de xisto: perfuração horizontal e fraturamento hidráulico (*fracking*).

Uma análise mais detalhada a respeito da exploração das fontes de petróleo não convencional, incluindo uma análise dos efeitos potenciais sobre o meio ambiente, será apresentada no item 1.5.

1.1.1.2. REFINO

O princípio básico do refino de petróleo consiste na separação dos diferentes tipos de hidrocarbonetos que compõem o óleo cru por meio do aquecimento progressivo do óleo e a remoção de impurezas. Em uma refinaria de petróleo ocorre principalmente a destilação fracionada do petróleo para a obtenção de seus derivados[7]. O Quadro 2 mostra a composição típica obtida em destilações fracionadas de petróleo.

[5] Também conhecidas como *oil sands* ou *tar sands.*

[6] Localizados no norte da província de Alberta.

[7] A destilação fracionada (ou atmosférica) é um processo de separação térmica dos compostos presentes no petróleo. Como os hidrocarbonetos têm temperaturas diferentes de ebulição, consegue-se por meio do aquecimento do petróleo separar os componentes mais voláteis dos mais pesados (Almeida, 2003).

Faixa de temperatura (ºC)	Composição Típica
20 a 60	Gás Natural, Éter de petróleo
60 a 90	Benzina
90 a 120	Nafta
40 a 200	Gasolina
150 a 300	Querosene
250 a 350	Diesel, Gasóleo
300 a 400	Óleos lubrificantes
Acima de 400	Resíduos: Asfalto, piche, coque Subprodutos: Parafina, vaselina

Quadro 2: Composições típicas em destilações fracionadas de petróleo
Fonte: Entschev, 2008.

O processo utilizado na refinaria modifica-se conforme o tipo de óleo obtido na extração, cuja composição varia de acordo com as condições geológicas existente no momento de sua formação. Existem diferentes formas de classificar o petróleo, sendo que a baseada na sua densidade é a mais comum na literatura. Este sistema foi instituído a partir das normas do *American Petroleum Institute* e ganhou a denominação de grau API[8]. Assim, o petróleo é classificado de leve (menos denso) a pesado (mais denso). É chamado de petróleo leve quando contém quantidades menores de compostos parafínicos e petróleo pesado quando ocorre uma grande presença de compostos parafínicos e aromáticos (Figura 1).

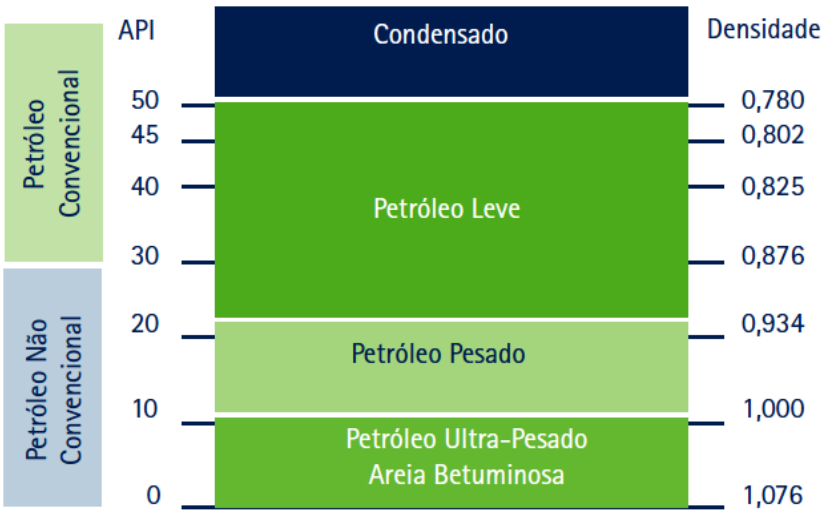

Figura 1: Classificação do petróleo
Fonte: Kupfer et al., 2010

[8] Quanto maior for a densidade do petróleo, menor será o grau API e mais pesado será o petróleo. O API é um índice adimensional.

Além do baixo grau API, o petróleo pesado apresenta outras características indesejáveis que diminuem seu preço no mercado internacional. Como consequência direta, a viabilidade de projetos desta natureza está associada a preços de petróleo mais elevados.

A atividade de refino utiliza tecnologia complexa e precisa de investimentos constantes para aumentar o rendimento do barril processado de óleo. Diversas técnicas são utilizadas para separar os componentes mais leves dos mais pesados (Kimura, 2005).

Compatibilizar os atributos de diferentes tipos de petróleo que irão ser processados em uma refinaria com a necessidade de suprir de derivados, em quantidade e qualidade, determinada região de influência, faz com que apareçam diferentes arranjos de unidades de processamento. De maneira genérica, o processo de refino costuma ser dividido em quatro grandes grupos:

- Processos de separação;
- Processos de conversão;
- Processos de tratamento; e,
- Processos auxiliares.

Os processos de separação são de natureza puramente física, não alterando as moléculas envolvidas. Eles ocorrem por ação de energia (na forma de modificações de temperatura e/ou pressão) ou de massa (na forma de relações de solubilidade a solventes) sobre o petróleo ou suas frações (Abadie, 2003). A destilação atmosférica seria um representante desta classe de processos.

Já os processos de conversão são de natureza química, envolvendo reações de quebra, reagrupamento e reestruturação molecular. Em função da presença ou ausência de um agente catalisador, estes processos são classificados em catalíticos ou não catalíticos (Abadie, 2003).

Os processos de tratamento também são de natureza química e objetivam melhorar a qualidade, eliminando ou reduzindo as impurezas presentes. Estes processos podem ser classificados em duas categorias: convencionais e hidroprocessamento.

Por fim, os processos auxiliares se destinam ao fornecimento de insumos à operação dos outros três processos ou ao tratamento de rejeitos destes mesmos processos. Um esquema simplificado de uma refinaria é apresentado na Figura 2.

Figura 2: Esquema Simplificado de uma Refinaria
Fonte: Universidade de Coimbra (2007)

Note-se que a partir da destilação atmosférica se obtêm gasolina, óleo diesel, nafta, solventes, querosenes e uma parte de GLP. Já a partir da destilação a vácuo obtêm-se óleo combustível e produtos intermediários utilizados no processo de craqueamento catalítico fluído (FCC) e no coqueamento. Por fim, a partir do FCC obtêm-se GLP, gasolina e óleo diesel. Um quadro comparativo com as principais características dos processos de refino mais comuns é apresentado no Quadro 3.

	Objetivo	Carga	Produtos	Tipo de Processo	Rendimentos Típicos
Destilação atmosférica	Desmembrar o petróleo em suas frações básicas	Petróleo bruto	Gás combustível, GLP, nafta de destilação direta, querosene, óleo diesel, resíduo atmosférico	Separação física	Função do tipo de petróleo a ser processado
Destilação a vácuo	Desmembrar o resíduo atmosférico em suas frações básicas	Resíduo atmosférico	Gasóleo leve de vácuo, gasóleo pesado de vácuo e resíduo de vácuo	Separação física	Função do tipo de óleo a ser processado
Craqueamento catalítico	Quebrar catalíticamente moléculas de gasóleos e resíduos para obtenção de gasolina e GLP	Gasóleo pesado e resíduo atmosférico	Gás combustível - GC, GLP, nafta craqueada, óleo leve de reciclo - LCO, óleo decantado - OD	Conversão química	GC: 4%; GLP: 20%; Nafta: 55%; LCO: 10%; OD: 5%; Coque: 6%
Coqueamento retardado	Craquear termicamente resíduo para obtenção de frações mais leves e coque	Resíduo de vácuo e resíduo atmosférico	GC, GLP, nafta de coque, GOLK, GOPK e coque de petróleo	Conversão química	GC: 6%; GLP: 4%; nafta: 10%; GOLK:30%; GPK:17%; coque: 33%
Reformação catalítica	Aromatizar catalíticamente moléculas de naftas parafínicas visando melhorar seu índice de octanagem ou para a produção de aromáticos puros	Naftas de destilação direta	Hidrogênio, GC, GLP e nafta aromática	Conversão química	Hidrogênio: 4%, gás combustível: 5%; GLP: 9%; nafta reformada 82% (% em peso)
Geração de Hidrogênio	Produzir hidrogênio	Gás natural ou nafta e vapor d´água e coque verde	Hidrogênio e gás carbônico	Conversão química	Função da carga a ser processada
Hirotratamento catalítico	Tratar catalíticamente com hidrogênio frações leves, médias e pesadas, visando melhorar suas respectivas qualidades	Naftas, querosene, óleo diesel, gasóleo, lubrificantes	O produto hidrotratado e frações mais leves que ele	Conversão química	Variável
Recuperação de enxofre	Produzir enxofre a partir de gás ácido residual	Gás ácido de unidades de tratamento	Enxofre puro e vapor d´água	Conversão química	Varia de acordo com o teor de H_2S presente no gás ácido

Quadro 3: Principais Processos de Refino de Petróleo
Fonte: Santos (2006)

Por fim, os produtos finais das estações e refinarias (gás natural, gás residual, GLP, gasolina, nafta, querosene, lubrificantes, resíduos pesados e outros destilados) são comercializados com as distribuidoras.

Destaque-se que o petróleo não convencional necessita de um esquema mais complexo de refino para a produção dos mesmos derivados apresentados no Quadro 2, quando comparado com a produção convencional.

Em suma, quanto maior a complexidade da refinaria maior o custo de processamento do óleo cru. Adicionalmente, a dificuldade de exploração das reservas, a qualidade do petróleo não convencional e, em alguns casos, a dificuldade de acesso implicarão custos maiores também.

1.1.1.3. TRANSPORTE, ARMAZENAMENTO E DISTRIBUIÇÃO

A rede de transportes do petróleo e gás natural realiza o deslocamento dos produtos das áreas de produção até as refinarias, como também dos produtos derivados do refino para os mercados consumidores. A Figura 3 detalha uma rede genérica de distribuição de logística do setor de petróleo e gás natural.

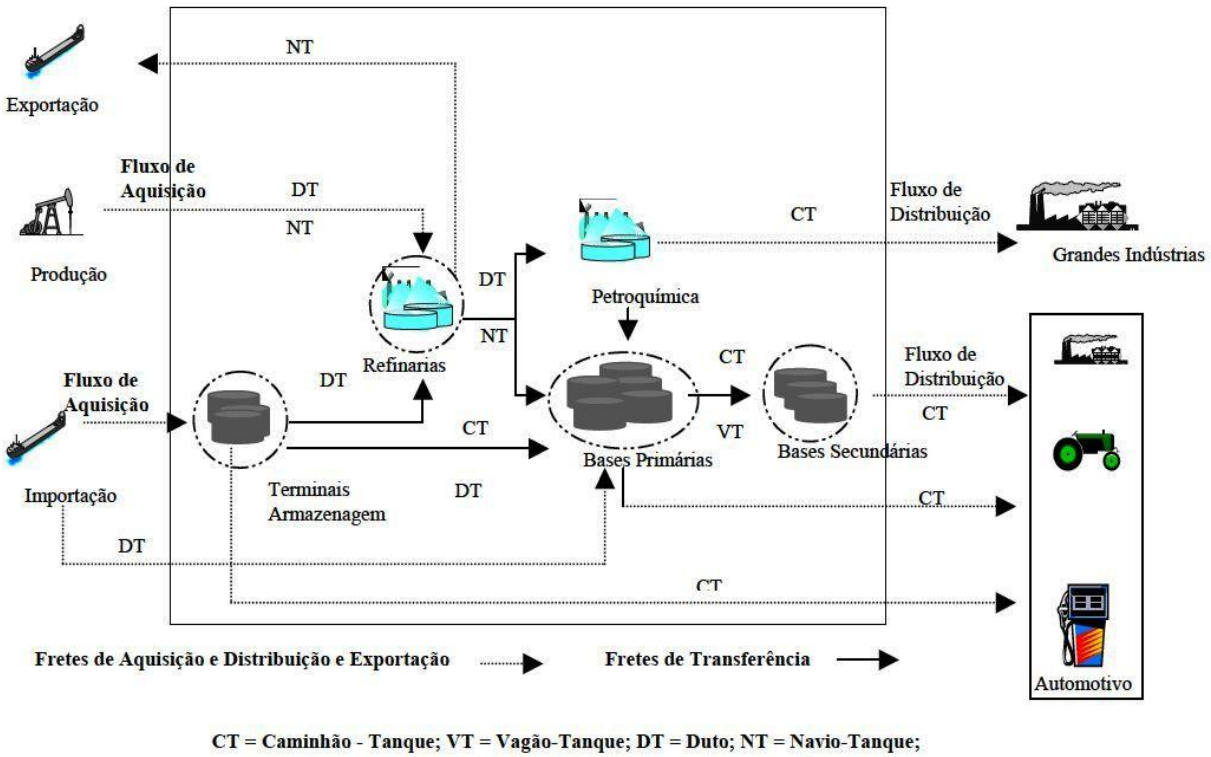

Figura 3: Detalhamento da Rede de Logística do setor de petróleo e gás natural
Fonte: Soares *et al*. (2003)

Os meios de transporte mais utilizados pela indústria petrolífera são os navios petroleiros, dutos e terminais marítimos. Os dutos são classificados em oleodutos (transporte de líquidos) e gasodutos (transporte de gases), que, por sua vez, se dividem em terrestres ou submarinos. Os navios petroleiros transportam gases, petróleo e seus derivados, além dos produtos químicos (Kimura, 2005).

Os terminais de armazenagem são um conjunto de instalações utilizadas para o recebimento, expedição e armazenagem de produtos, sendo classificados em marítimo, lacustre, fluvial ou terrestre. Nas situações de importação de derivados de

petróleo, os terminais marítimos são o ponto de entrada dos produtos (Soares et all, 2003).

A atividade de distribuição consiste na aquisição de combustíveis junto às refinarias, aditivação ou mistura dos mesmos para posterior distribuição a postos revendedores, indústrias, empresas de transporte e aviação comercial. A distribuição e revenda de derivados é uma atividade de baixo risco, apesar de necessitar investimentos específicos para construção de um posto de revenda. Além disso, as normas ambientais são severas e exigem instalações seguras.

Por fim, os postos revendedores de derivados de petróleo são os locais de abastecimento de veículos automotores e de serviços relacionados ao setor automotivo, que comercializam as gasolinas automotivas e/ou o óleo diesel.

1.1.2. SETOR PETROQUÍMICO

Duas importantes indústrias estão diretamente ligadas à cadeia produtiva de petróleo e gás natural, a saber, as indústrias petroquímica e de transformação. Os principais produtos obtidos nestas indústrias são basicamente:

- Indústria Petroquímica: olefinas, eteno e propeno, aromáticos e p-xileno; produção de polímeros, como polietileno, polipropileno, estireno e polietileno tereftalato (PET).
- Indústria de Transformação de Plásticos: embalagens, filmes, componentes automotivos, fios, tubos, cabos, componentes de eletrodomésticos e fibras.

A indústria petroquímica congrega a indústria de produtos químicos derivados do petróleo. Especificamente, corresponde à parte da indústria química que utiliza como matéria prima a nafta, gás natural ou hidrocarbonetos básicos extraídos do solo. O setor é um dos pilares de um parque industrial moderno, em função de seu papel como fornecedor de insumos para uma grande diversidade de bens.

O setor petroquímico apresenta a característica de uma indústria de processo[9] formada por uma cadeia de etapas produtivas distintas verticalmente relacionadas. Por meio de uma série de processos produtivos consecutivos, que utilizam como insumos primários os derivados de petróleo e gás natural, são fabricados produtos

[9] Indústrias de processo são aquelas que adicionam valor aos materiais por meio da mistura, separação, conformação ou reações químicas (Fransoo e Rutten, 1994).

como parafinas, olefinas, nafteno e hidrocarbonetos aromáticos. Eles podem ser classificados em três grupos de produtos, a saber:

i. Básicos: olefinas e aromáticos;
ii. Intermediários: estireno, álcoois; e
iii. Finais: termoplásticos, termofixos, elastômeros, fibras e fios sintéticos, fertilizantes, detergentes, solventes e plastificantes.

O refino de produtos básicos e intermediários (*crackers*) é conhecido como a 1ª geração da petroquímica. Estas unidades também são conhecidas como centrais petroquímicas. Pela facilidade de logística de suprimentos, as centrais petroquímicas em geral localizam-se próximas de suas fontes de matérias-primas: as refinarias de petróleo e campos de produção de gás natural.

Já as unidades processadoras de produtos finais são a 2ª geração. No caso dos polímeros, os transformadores plásticos formam a 3ª geração. A Figura 4 mostra detalhadamente a cadeia petroquímica com seus principais produtos.

Segundo Gonçalves (2011), os três elos da cadeia petroquímica estão caracterizados da seguinte forma:

1ª geração: na produção de produtos petroquímicos básicos as centrais petroquímicas utilizam como matérias-primas o etano e propano/butano (ambos a partir do gás natural), nafta e gasóleo (ambos do petróleo). Os principais produtos obtidos são: eteno, propeno, butadieno, benzeno, tolueno e xileno.

2ª geração: empresas produtoras de resinas termoplásticas, que por meio de processos de polimerização utilizam eteno, propeno, benzeno, xileno e outros, para produção de polietileno, polipropileno, poliestireno, PVC, PET e outros.

3ª geração: Indústria de transformação de resinas plásticas em produtos acabados, produzindo embalagens, peças e componentes plásticos, utensílios domésticos, entre outros, para diversos segmentos de mercado.

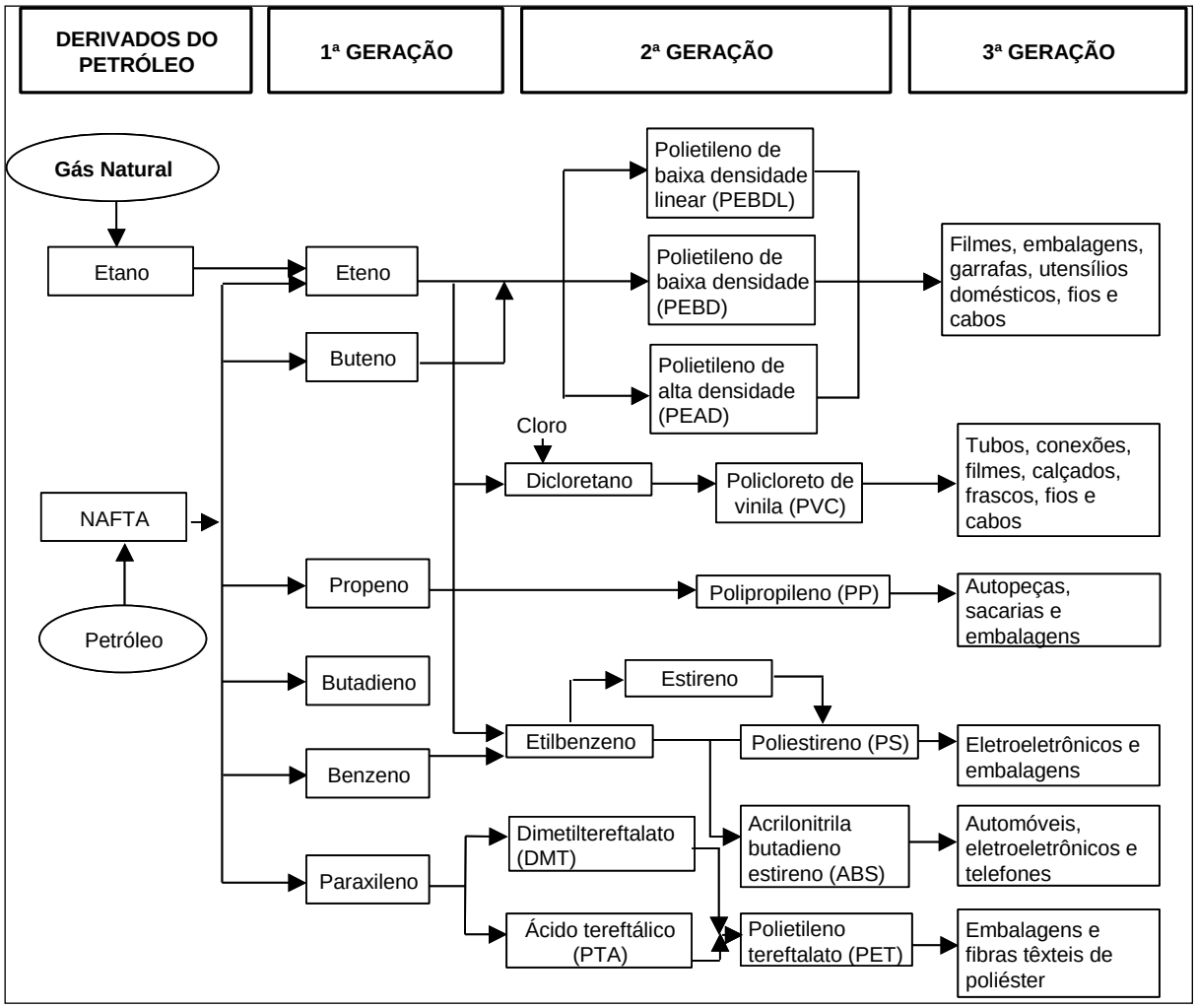

Figura 4: Detalhamento da Cadeia Produtiva Petroquímica
Fonte: Abiquim

O eteno e o propeno são os produtos petroquímicos básicos mais importantes, pois são insumos para a produção do principais polímeros e intermediários da indústria química, tais como etano, nafta, gasóleo, propano/butano, gás de refinaria, entre outros.

O eteno é um produto barato e de simples obtenção, sendo uma importante matéria-prima para a produção do polietileno, que é usado na fabricação de filmes plásticos, embalagens, componentes automotivos, isolamento de cabos, tubos e roupas. Cerca de 60% da produção mundial de eteno é utilizada para produção de polietileno, 13% de dicloroetano, 11% para a produção de cloreto de etileno, e o restante na produção de uma vasta gama de produtos petroquímicos.

Há diferentes rotas de produção de eteno, dependendo da matéria prima utilizada, como a nafta, o gás natural (etano), propano, butano, entre outros. A produção de

eteno se divide entre extração a partir da nafta (Ásia, Europa e América Latina) e a partir de etano (EUA e Oriente Médio), o que corresponde a 82% da produção mundial. Atualmente, 50% do eteno produzido no mundo é por meio de craqueamento de nafta, enquanto um terço é produzido via etano. De maneira geral, o custo do etano situa-se abaixo do custo da nafta, acompanhando a mesma tendência divergente entre os hidrocarbonetos dos quais são originários.

O processo de obtenção do eteno envolve a pirólise[10] da matéria-prima. Uma característica importante com relação à matéria-prima empregada diz respeito ao desempenho energético do processo. Quando se utiliza o etano como insumo, ocorre um pequeno consumo líquido de energia. Por outro lado, a utilização de matéria-prima de maior peso molecular, como a nafta, o processo torna-se autossuficiente em termos energético. Em suma, trata-se de um processo intensivo no uso de calor, em função da demanda de energia térmica para o forno de craqueamento (TOLMASQUIM; SZKLO; SOARES, 2003).

Outro fato importante é que quanto menor for o peso molecular do hidrocarboneto utilizado maior será o percentual de eteno obtido. Por outro lado, matérias-primas de maior peso molecular geram um percentual maior de propileno e derivados mais pesados (TOLMASQUIM; SZKLO; SOARES, 2003). Enquanto uma quantidade de nafta produz menos de 30% de eteno, uma mesma quantidade de etano gera 80% de eteno. Estas proporções significam que o craqueamento do etano produz de forma mais eficiente o principal dos petroquímicos básicos. Por outro lado, o craqueamento de nafta produz uma maior diferenciação de produtos.

Por fim, a distribuição do eteno é realizada preferencialmente por dutos e ocorre em tornos das centrais petroquímicas, visto que os custos de transporte para locais mais distantes são mais elevados devido à periculosidade do produto.

O propeno é um derivado do processamento da nafta usado na fabricação de produtos sem substitutos próximos, com elevado custo de manuseio. Tal fato faz com que a distribuição do produto também seja feita por meio de dutos em regiões próximas aos polos petroquímicos. É insumo petroquímico necessário para a produção de polipropileno, uma das mais utilizadas resinas plásticas. Pode ser

[10] Decomposição química obtida por aquecimento. Trata-se de um processo térmico de craqueamento, utilizando temperaturas de aproximadamente 800ºC

produzido por dois processos de características bem distintas: pirólise e o craqueamento catalítico fluido (FCC).

A pirólise representa uma limitação em termos da relação entre a quantidade produzida de propeno e eteno. Em média obtém-se a partir da pirolise entre 45 e70 kg de propeno para cada 100 kg de eteno produzido. Por outro lado, a utilização do FCC fornece maior flexibilidade em relação a cargas passíveis de processamento, relativamente mais pesadas e com especificações menos rígidas, quando comparadas às cargas utilizadas em pirólise. Destaque-se o FCC é um processo com um perfil mais voltado para produção de propeno (TALLMAN, 2003).

A versatilidade da unidade de FCC permite operá-la de diferentes modos, utilizando catalisador adequado e ajustando as condições operação é possível elevar ao máximo a produção de gasolina, diesel ou olefinas leves.

A crescente demanda por produtos petroquímicos básicos estimula o suprimento de matérias-primas petroquímicas a partir da utilização de fontes alternativas. Destaque-se neste cenário a produção de condensado[11], cujo maior produtor é o Oriente Médio, mas com a previsão de aumento significativo na produção na África, América do Norte, Austrália e Mar do Norte. Em geral, o condensado é misturado ao petróleo como carga de refino.

Outra fonte alternativa de matéria-prima é o gás de refinaria, oriundo do processo FCC, principalmente para a produção de eteno. Esta matéria-prima é utilizada como carga complementar em plantas de eteno devido à concentração expressiva de eteno e etano (Santos, 2006).

Já as unidades de 2ª geração produzem resinas termoplásticas como os polietilenos [12] e o polipropileno (PP), além de intermediários resultantes do processamento dos produtos primários, como MVC (monocloreto de vinila), estireno, acetato de vinila, TDI (di-isocianato de tolueno), óxido de propeno, fenol, caprolactama, acrilonitrila, óxido de eteno, ácido acrílico, com aplicações específicas.

[11] Fração de hidrocarbonetos líquida obtida por meio da passagem do gás pelo processo de separação normal de campo, e que permanece na fase líquida nas condições atmosféricas de pressão e temperatura.

[12] Polietileno de Baixa Densidade (PEBD), Polietileno de Alta Densidade (PEAD) e Polietileno de Baixa Densidade Linear (PEBDL).

Esses produtos intermediários são transformados em produtos finais petroquímicos, como o polipropileno (PP), o tereftalato de polietileno (PET), o policloreto de vinila (PVC), o estireno/poliestireno (PS), acrilonitrila-butadieno-estireno (ABS), além de outras resinas termoestáveis, polímeros para fibras sintéticas, elastômeros, poliuretanas, bases para detergentes sintéticos e tintas. Nota-se que é muito ampla a gama de produtos obtidos na segunda geração petroquímica. É com base neles que a terceira geração produz uma infinidade de produtos plásticos (ABDI, 2008).

De maneira geral, a resina, na forma de grânulos ou pó, é plastificada em um equipamento similar à extrusora. Neste caso, após a plastificação do polímero, o parafuso atua como um êmbolo, injetando-o de uma só vez em um molde. Este é o processo de transformação mais popular, responsável por grande parte do parque de máquinas e tido como ideal para a fabricação de brinquedos, para-choques, utilidades domésticas, tampas etc. As atividades envolvidas neste processo de produção consistem na extrusão ou injeção de um tubo semimanufaturado (*parison*) sob a ação de aquecimento e ar comprimido no interior, que a seguir é envolvido por um molde e soprado. Uma característica desse processo é permitir a confecção de peças vazadas. A extrusão permite a fabricação de produtos como filmes de polietileno de baixa densidade (PEBD) para uso como sacos plásticos e tubos de PVC, placas, perfis, entre outros (Gonçalves, 2011).

Esses produtos, por sua vez, são usados como insumos na indústria química, no setor de fertilizantes e em diversos setores da economia. Assim, ganhos de produtividade ou inovações tecnológicas nesse setor tendem a ter efeitos importantes sobre a economia como um todo.

1.2. PRODUÇÃO, CONSUMO E COMÉRCIO INTERNACIONAL

Nesse tópico são apresentadas informações quantitativas sobre a estrutura produtiva e capacidade produtiva da cadeia petrolífera, com destaque para a distribuição da produção, principais produtores e consumidores, características do comércio exterior (exportações, importações, volume e destino) e reservas internacionais.

1.2.1. SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Um ponto importante consiste no entendimento do conceito de recurso petrolífero, que representa o volume de óleo que efetivamente pode ser produzido à tecnologia disponível. Por outro lado, as reservas constituem jazidas identificadas com produção economicamente viável, sendo classificadas conforme o grau de certeza de sua existência. A partir desta distinção, consegue-se estimar a quantidade disponível de petróleo para produção. (Kupfer *et al*., 2010).

Adicionalmente, Pinto Jr *et a*l (2007) distinguem entre reservas provadas (P90[13]), reservas prováveis (P50)[14] e possíveis[15].

1.2.1.1. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

Em 2011, as reservas provadas de petróleo no mundo atingiram a marca de 1,65 trilhões de barris, um aumento de 1,88% em relação a 2010. Os países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep)[16] apresentaram uma elevação relativa de 2,48% em suas reservas provadas (1,2 trilhões de barris). Por outro lado, os países não integrantes da Opep elevaram suas reservas em 0,34%, totalizando 456,3 bilhões de barris. Destaque-se que os países da OPEP detêm cerca de 72,4% das reversas provadas (ANP, 2012).

O Gráfico 1 mostra a razão entre reservas comprovadas de óleo e a produção anual por região do mundo.

[13] Probabilidade de ocorrência de 90%.
[14] Probabilidade de ocorrência de 50%.
[15] Com baixo nível de certeza de existência.
[16] Em 2012, 12 países são membros da Opep: Angola, Argélia, Líbia, Nigéria, Venezuela, Equador, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Irã, Iraque, Kuwait e Catar.

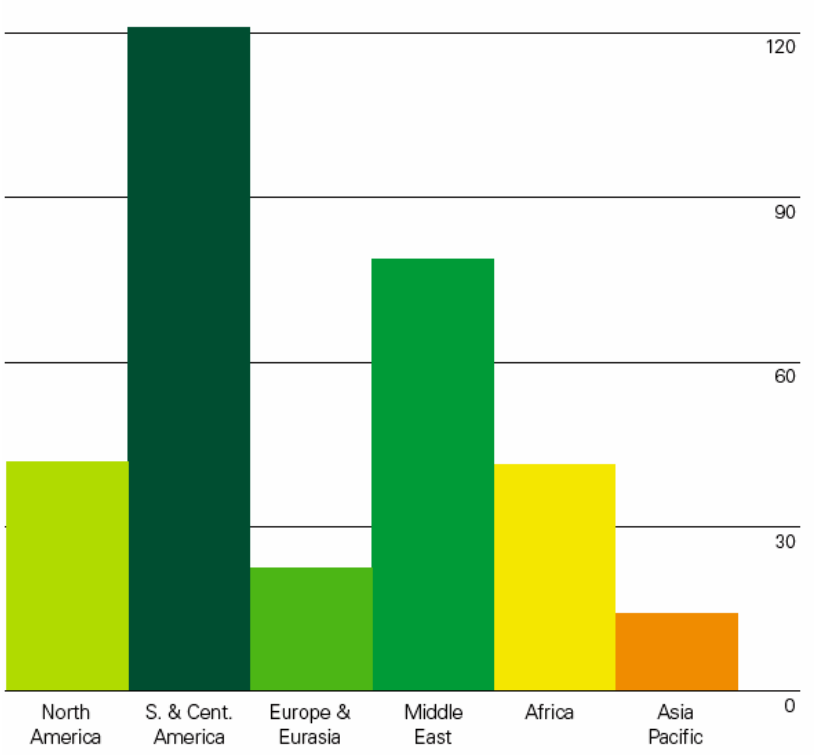

Gráfico 1: Razão entre Reservas Comprovadas e Produção Anual (anos) - 2011
Fonte: British Petroleum, 2012

Desde que seja mantido o nível atual de produção, os países da América do Sul e Central teriam reservas suficientes para os próximos 120 anos (*British Petroleum*, 2011), indicador superior ao encontrado na região do Oriente Médio. Tal fato deve-se ao ritmo mais acelerado de exploração do Oriente Médio quando comparado a outras regiões do mundo.

O Gráfico 2 mostra a evolução deste indicador nos últimos 30 anos. Observa-se que os países da América do Sul e Central foram o que apresentaram maior elevação neste indicador, reflexo das recentes descobertas na região.

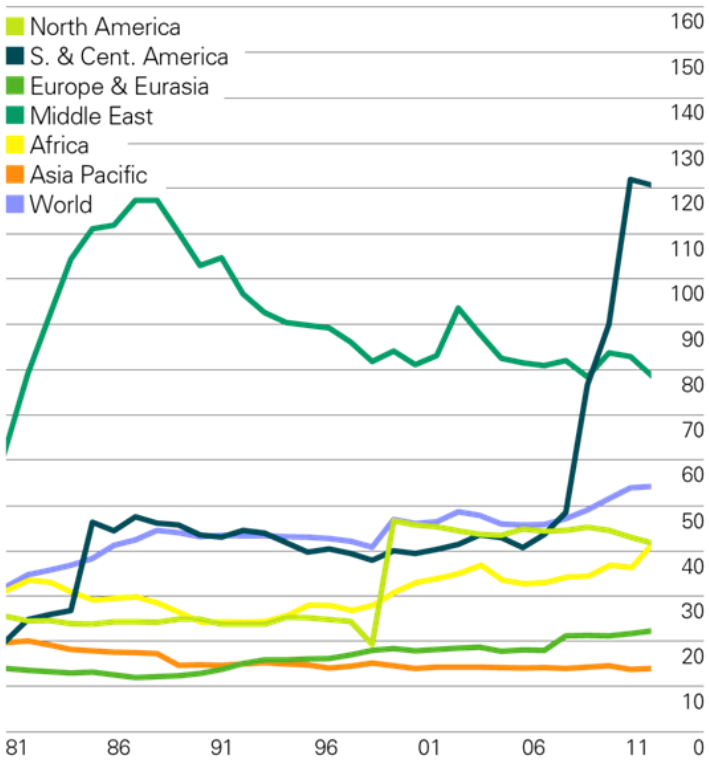

Gráfico 2: Evolução da Razão entre Reservas Comprovadas e Produção Anual (anos)
Fonte: *British Petroleum* (2012)

Quando se examina a evolução das reservas provadas percebe-se que a incorporação de novas jazidas ocorre a uma taxa média anual de 2%, de forma heterogênea entre as regiões do globo.

A Tabela 2 apresenta o volume de reservas por regiões geográficas e países.

Regiões geográficas, países e blocos econômicos	Reservas provadas de petróleo (bilhões de barris)										11/10 %
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Total	**1.321,9**	**1.340,0**	**1.346,2**	**1.357,0**	**1.364,5**	**1.404,5**	**1.475,4**	**1.518,2**	**1.622,1**	**1.652,6**	**1,88**
América do Norte	**228,3**	**225,8**	**224,1**	**224,1**	**222,1**	**221,5**	**216,5**	**218,6**	**217,8**	**217,5**	**-0,14**
Canadá	180,4	180,4	180,0	180,5	179,8	178,8	176,3	175,9	175,2	175,2	-
Estados Unidos	30,7	29,4	29,3	29,9	29,4	30,5	28,4	30,9	30,9	30,9	-
México	17,2	16,0	14,8	13,7	12,8	12,2	11,9	11,9	11,7	11,4	-2,55
Américas Central e do Sul	**100,1**	**100,2**	**103,2**	**103,4**	**111,4**	**123,5**	**198,9**	**237,5**	**324,7**	**325,4**	**0,19**
Argentina	2,8	2,7	2,5	2,2	2,6	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	-
Brasil	9,8	10,6	11,2	11,8	12,2	12,6	12,8	12,9	14,2	15,1	5,64
Colômbia	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,9	2,0	4,61
Equador	5,1	5,1	5,1	4,9	4,5	4,0	6,5	6,3	6,2	6,2	-
Peru	1,0	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	-
Trinidad e Tobago	1,1	0,9	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	-
Venezuela	77,3	77,2	79,7	80,0	87,3	99,4	172,3	211,2	296,5	296,5	-
Outros	1,4	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,1	-19,56
Europa e ex-União Soviética	**109,9**	**115,6**	**114,5**	**115,7**	**115,5**	**137,5**	**136,5**	**136,8**	**139,5**	**141,1**	**1,13**
Azerbaijão	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	-
Cazaquistão	5,4	9,0	9,0	9,0	9,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	-
Dinamarca	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,1	0,8	0,9	0,9	0,8	-9,09
Itália	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0	1,0	1,4	1,4	-2,82
Noruega	10,4	10,1	9,7	9,7	8,5	8,2	7,5	7,1	6,8	6,9	1,73
Reino Unido	4,5	4,3	4,0	3,9	3,6	3,4	3,1	2,8	2,8	2,8	-
Romênia	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	-
Rússia	76,6	79,1	78,8	80,2	81,5	83,2	83,3	83,9	86,6	88,2	1,80
Turcomenistão	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	-
Uzbequistão	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	-
Outros	2,2	2,3	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,3	2,2	2,2	0,67
Oriente Médio	**741,3**	**745,7**	**750,1**	**755,5**	**755,9**	**754,9**	**753,7**	**752,8**	**765,6**	**795,0**	**3,84**
Arábia Saudita	262,8	262,7	264,3	264,2	264,3	264,2	264,1	264,6	264,5	265,4	0,34
Catar	27,6	27,0	26,9	27,9	27,4	27,3	26,8	25,9	24,7	24,7	-
Coveite	96,5	99,0	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	-
Emirados Árabes Unidos	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	-
Iêmen	2,9	2,8	3,0	2,9	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	-
Irã	130,7	133,3	132,7	137,5	138,4	138,2	137,6	137,0	151,2	151,2	-
Iraque	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	143,1	24,43
Omã	5,7	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,5	5,5	5,5	-
Síria	2,3	2,4	3,2	3,0	3,0	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	-
Outros	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3	0,7	135,36
África	**101,7**	**112,3**	**113,7**	**117,6**	**118,9**	**126,9**	**128,1**	**130,3**	**132,7**	**132,4**	**-0,21**
Argélia	11,3	11,8	11,8	12,3	12,3	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	-
Angola	8,9	8,8	9,0	9,0	9,0	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	-
Chade	0,9	0,9	0,9	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	-
Congo (Brazzaville)	1,5	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	-
Egito	3,5	3,5	3,6	3,7	3,7	4,1	4,2	4,4	4,5	4,3	-4,44
Gabão	2,4	2,3	2,2	2,1	2,2	3,2	3,7	3,7	3,7	3,7	-
Guiné Equatorial	1,1	1,3	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	-
Líbia	36,0	39,1	39,1	41,5	41,5	43,7	44,3	46,4	47,1	47,1	0,01
Nigéria	34,3	35,3	35,9	36,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2	-
Sudão	0,7	6,3	6,4	6,4	6,6	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	-
Tunísia	0,5	0,6	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,4	0,4	0,4	-
Outros	0,6	0,6	0,6	0,5	0,7	0,7	0,7	0,6	2,3	2,2	-3,53
Ásia-Pacífico	**40,6**	**40,5**	**40,6**	**40,7**	**40,8**	**40,2**	**41,8**	**42,2**	**41,7**	**41,3**	**-1,06**
Austrália	4,6	3,7	3,9	3,7	3,5	3,4	4,2	4,1	3,8	3,9	1,09
Brunei	1,1	1,0	1,1	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	-
China	15,5	15,5	15,5	15,6	15,6	15,5	14,8	14,8	14,8	14,7	-0,48
Índia	5,6	5,7	5,6	5,9	5,7	5,5	5,8	5,8	5,8	5,7	-2,22
Indonésia	4,7	4,7	4,3	4,2	4,4	4,0	3,7	4,3	4,2	4,0	-4,50
Malásia	4,5	4,8	5,2	5,3	5,4	5,5	5,5	5,9	5,9	5,9	-
Tailândia	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	-
Vietnã	2,8	3,0	3,1	3,1	3,3	3,4	4,7	4,5	4,4	4,4	-
Outros	1,1	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4	1,2	1,2	1,1	-7,40
Total Opep	**903,3**	**912,1**	**918,8**	**927,8**	**936,1**	**954,0**	**1.028,8**	**1.068,6**	**1.167,3**	**1.196,3**	**2,48**
Total não Opep	**418,6**	**428,0**	**427,4**	**429,2**	**428,4**	**450,5**	**446,6**	**449,5**	**454,7**	**456,3**	**0,34**

Tabela2: Reservas provadas de petróleo por regiões geográficas e países (2001-2010)
Fonte: ANP (2012)

Observa-se que o total de reservas provadas de petróleo aumentou cerca de 23% nos últimos 10 anos, elevação esta decorrente principalmente do aumento do volume verificado na América do Sul e Central.

Destaque-se que esta evolução é decorrente principalmente do crescimento das reservas da Venezuela, que praticamente triplicaram entre 2001 e 2011, tornando o país o maior detentor de reservas provadas a partir de 2010.

As estatísticas sobre reservas provadas devem vistas com cuidado, visto que se baseiam em informações divulgadas por empresas petrolíferas e países produtores, estando sujeitas a imprecisão. Embora os países produzam continuamente e não divulguem descobertas de novos poços sistematicamente, as reservas se mantêm estáveis ou sofrem saltos repentinos injustificáveis. Além disso, é indiscutível que as novas áreas descobertas serão provavelmente de petróleo de menor qualidade e maior custo de produção (Ernest & Young Terco, 2011).

O Gráfico 3 mostra a produção e o consumo por região entre 1986 e 2011. Observa-se que tanto a produção (1,33%) quanto o consumo apresentaram pequena tendência de alta no período. Destaque-se o aumento na quantidade produzida na América do Norte, que aconteceu concomitantemente com uma pequena redução do consumo.

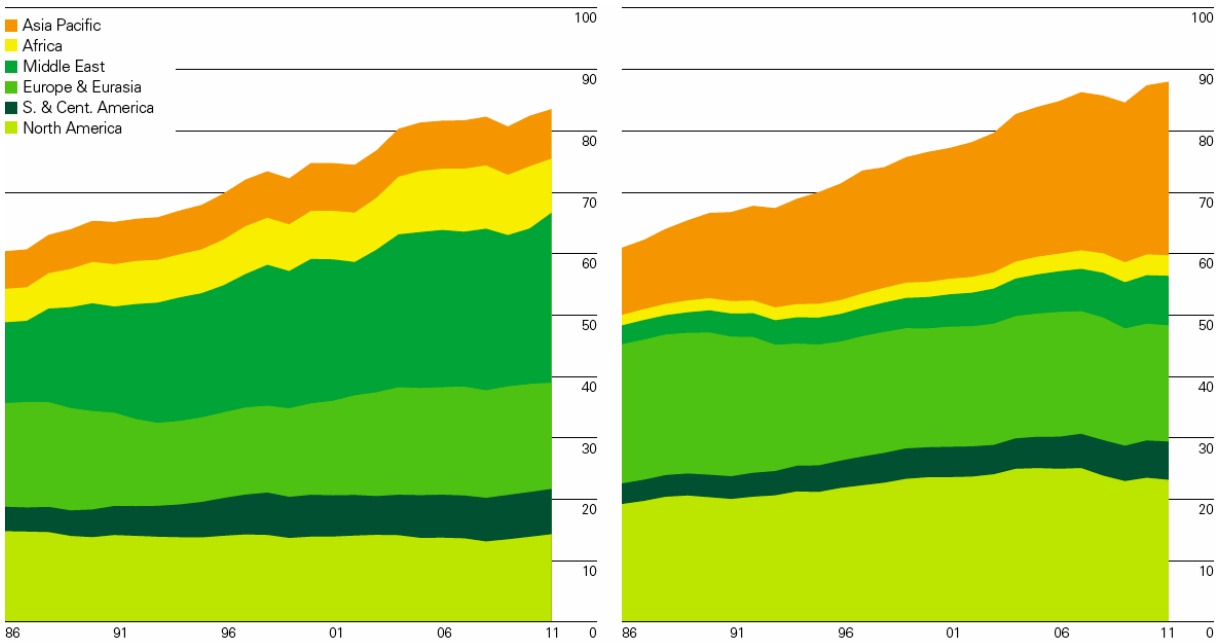

Gráfico 3: Produção e Consumo por região (milhões de barris diários)
Fonte: *British Petroleum*, 2012

Os países da Opep aumentaram sua produção em 3,1% em 2011, atingindo o volume de 35,8 milhões de barris/dia. Por regiões, observa-se uma importante redução na produção na região africana (12,9%), que produziu cerca de 8,8 milhões de barris/dia. Tal fato está diretamente associado à diminuição na Líbia e em Angola.

Por outro lado, o consumo mundial de petróleo totalizou 88,03 milhões de barris/dia em 2011, representando um pequeno aumento de 0,7% em relação a 2010. Observa-se que o crescimento aconteceu em todas as regiões, mas que 54% deste aumento é devido à ampliação do consumo nos países asiáticos do pacífico. A região que mais consumiu foi Ásia-Pacífico (28,3 milhões de barris/dia ou 32,1% do total). Destaque-se que a China foi o segundo maior consumidor no mundo (9,8 milhões de barris/dia), apresentando um incremento de 5,5% em relação ao ano anterior (Gráfico 4).

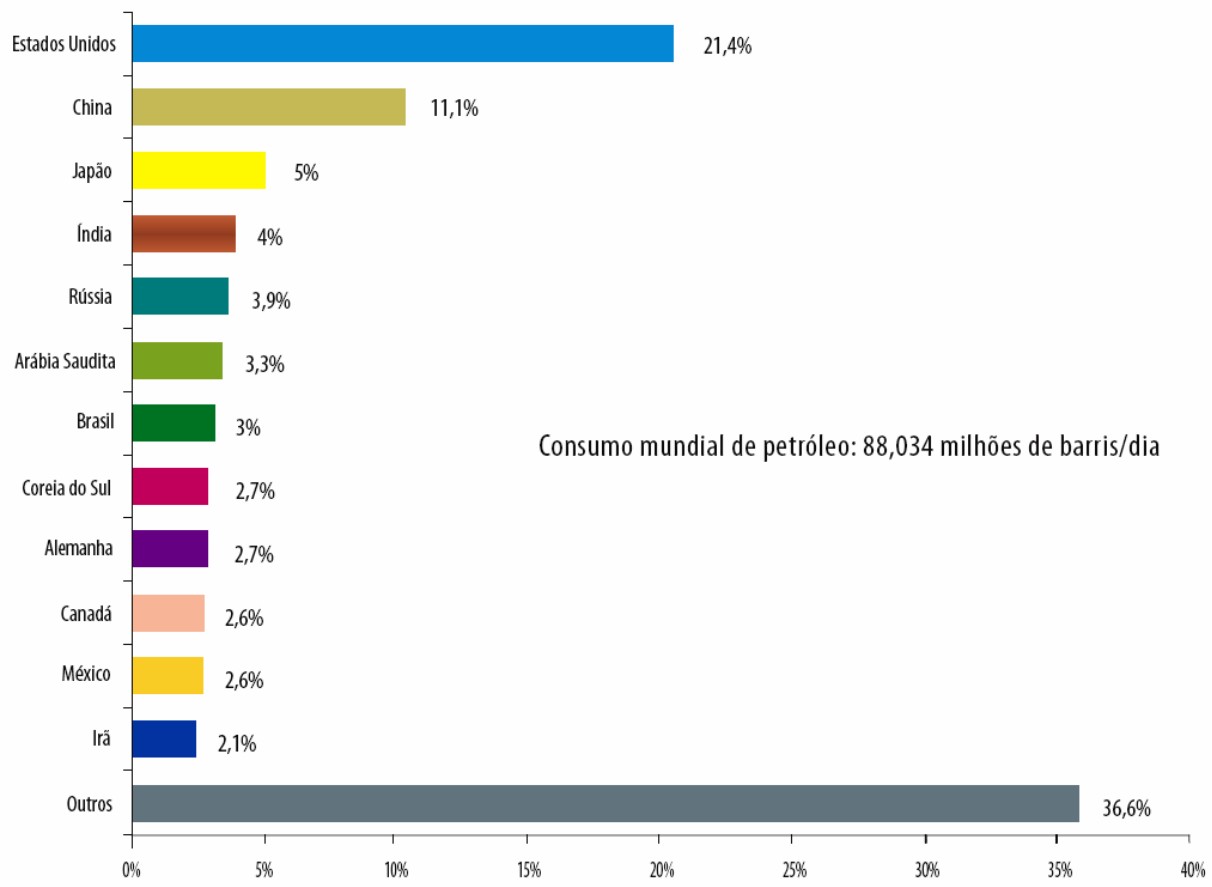

Gráfico 4: Participação de países selecionados no consumo mundial de petróleo (2011)
Fonte: ANP (2012)

O Gráfico 5 mostra a evolução do preço do barril do petróleo em dólares de 2011 (verde claro) e em valores nominais (verde escuro). Observa-se que após a crise do petróleo na década de 70, houve uma redução no preço nas décadas de 80 e 90. A recente instabilidade política em alguns países produtores ocasionou uma elevação dos preços internacionais do barril de petróleo em 2011, mantendo a tendência de alta observada em 2010.

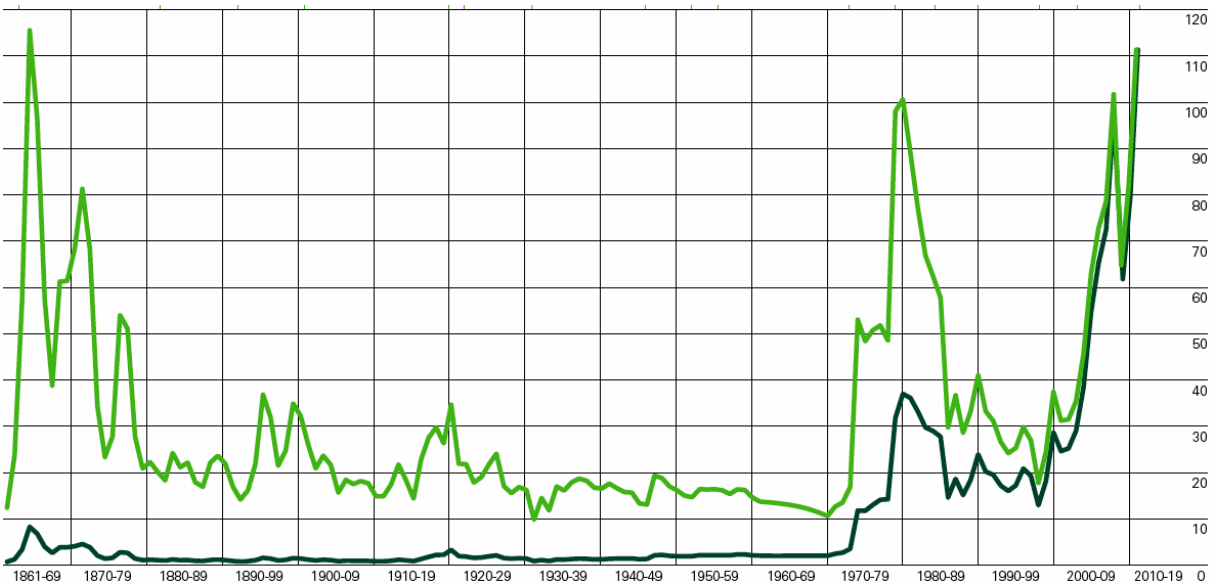

Gráfico 5: Preço do barril do petróleo (US$/barril)
Fonte: British Petroleum, 2012

Especificamente em 2011, o barril de óleo do tipo *West Texas Intermediate* (WTI) foi cotado no mercado spot a uma média anual de US$ 95,04, enquanto o petróleo do tipo Brent [17], a US$ 111,26, representando uma alta de 20,1% e 40,9%, respectivamente, em relação a 2009 (*British Petroleum*, 2012).

Os principais fluxos comerciais líquidos, em milhões de toneladas, por regiões são apresentados na Figura 5. Destaque-se a importância do Oriente Médio na exportação do óleo cru para todas as outras regiões.

[17] Óleo do tipo WTI se refere ao produto extraído principalmente na região do golfo do México, sendo comercializado na Bolsa de Nova York, enquanto o petróleo tipo Brent é comercializado na Bolsa de Londres, tendo como referência tanto o petróleo extraído no mar do Norte como no Oriente Médio.

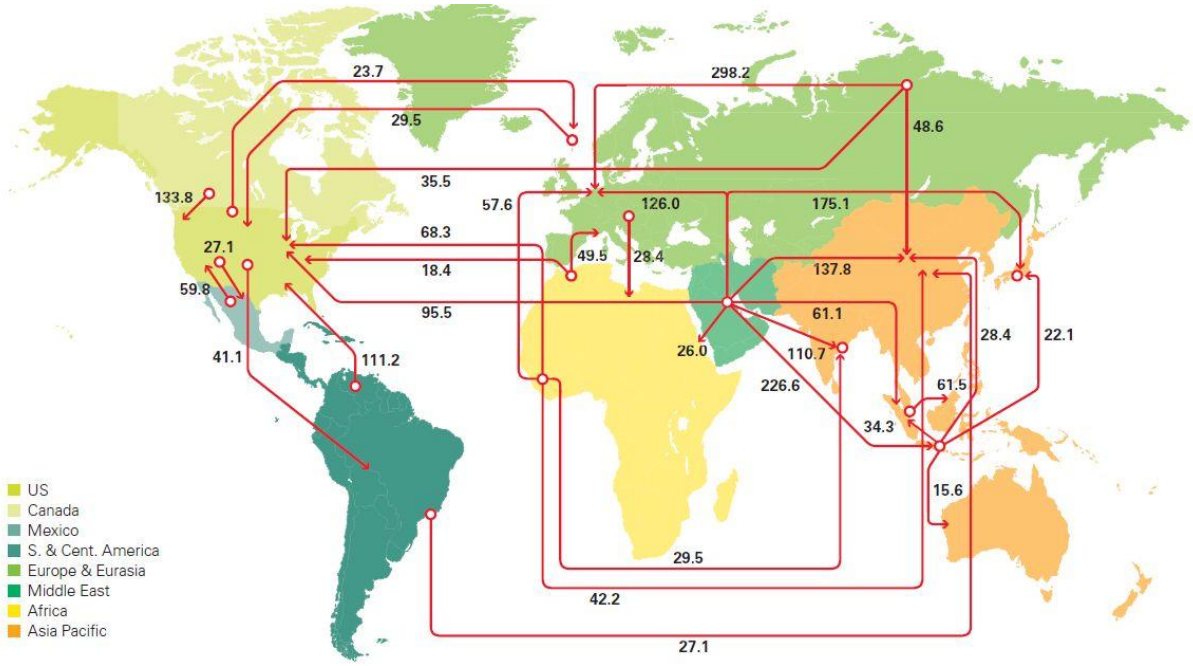

Figura 5: Fluxo comercial de petróleo (milhões toneladas) - 2011
Fonte: British Petroleum, 2012

Do ponto vista geopolítico, percebe-se que, em regra, os países produtores apresentam elevadas reservas, pouca tecnologia de ponta, reduzida base industrial, mercado consumidor pequeno e instabilidade política. Por outro lado, os países consumidores, em regra, apresentam baixo nível de reservas, tecnologia de ponta, base industrial consolidada, grande mercado consumidor e estabilidade institucional.

A Tabela 3 fornece informações a respeito da evolução do volume de reservas provadas de gás natural no mundo.

Em 2011, as reservas provadas mundiais de gás natural somaram 208,4 trilhões m³, um crescimento de 6,3% em relação ao ano anterior. A maior concentração de reservas provadas de gás natural está localizada no Oriente Médio, somando 80,03 trilhões m³ (38,4% do total). Observa-se que no período entre 2002 e 2011 houve um crescimento de 22% no volume mundial de reservas provadas de gás natural.

Regiões geográficas, países e blocos econômicos	Reservas provadas de gás natural (trilhões m³)										11/10 %
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Total	**169,62**	**171,28**	**171,78**	**172,28**	**173,21**	**176,54**	**185,06**	**187,33**	**196,13**	**208,44**	**6,27**
América do Norte	**7,38**	**7,38**	**7,47**	**7,83**	**8,00**	**8,74**	**9,04**	**9,80**	**10,32**	**10,83**	**4,86**
Canadá	1,66	1,60	1,60	1,63	1,64	1,63	1,75	1,73	1,79	1,98	11,01
Estados Unidos	5,29	5,35	5,45	5,79	5,98	6,73	6,93	7,72	8,20	8,49	3,54
México	0,42	0,42	0,42	0,41	0,39	0,37	0,36	0,36	0,34	0,35	4,41
Américas Central e do Sul	**6,97**	**6,82**	**6,96**	**6,84**	**7,24**	**7,36**	**7,41**	**7,46**	**7,47**	**7,58**	**1,55**
Argentina	0,66	0,61	0,54	0,44	0,45	0,44	0,40	0,38	0,36	0,34	-5,07
Bolívia	0,81	0,78	0,76	0,74	0,74	0,71	0,71	0,69	0,28	0,28	-
Brasil	0,24	0,24	0,32	0,30	0,34	0,36	0,36	0,36	0,42	0,45	8,61
Colômbia	0,12	0,11	0,12	0,11	0,12	0,12	0,11	0,12	0,15	0,16	6,51
Peru	0,25	0,25	0,32	0,33	0,33	0,33	0,34	0,34	0,35	0,35	-
Trinidad e Tobago	0,59	0,53	0,53	0,53	0,48	0,48	0,44	0,41	0,38	0,40	5,31
Venezuela	4,18	4,22	4,29	4,31	4,71	4,84	4,98	5,08	5,46	5,53	1,29
Outros	0,12	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	-3,33
Europa e ex-União Soviética	**56,74**	**57,78**	**57,37**	**57,26**	**57,06**	**56,99**	**62,32**	**62,98**	**67,99**	**78,69**	**15,73**
Alemanha	0,19	0,17	0,16	0,15	0,13	0,12	0,10	0,08	0,07	0,06	-9,65
Azerbaijão	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,24	1,31	1,26	1,27	1,27	0,01
Cazaquistão	1,83	1,83	1,83	1,83	1,84	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	-
Dinamarca	0,13	0,14	0,13	0,12	0,12	0,07	0,05	0,06	0,05	0,05	-11,54
Holanda	1,43	1,36	1,33	1,28	1,22	1,17	1,17	1,15	1,10	1,10	-
Itália	0,16	0,12	0,11	0,11	0,09	0,08	0,06	0,08	0,09	0,09	-8,09
Noruega	2,12	2,46	2,39	2,36	2,30	2,31	2,21	2,05	2,04	2,07	1,37
Polônia	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,12	-
Reino Unido	1,00	0,90	0,83	0,48	0,41	0,34	0,29	0,26	0,20	0,20	-
Romênia	0,31	0,31	0,29	0,63	0,63	0,63	0,62	0,61	0,60	0,11	-81,68
Rússia	42,53	43,44	43,26	43,28	43,27	43,32	43,30	44,38	44,38	44,60	0,50
Turcomenistão	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	8,10	8,05	13,37	24,32	81,89
Ucrânia	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,97	0,96	0,94	0,93	-0,03
Uzbequistão	1,67	1,68	1,68	1,67	1,69	1,69	1,68	1,62	1,60	1,60	-
Outros	0,44	0,43	0,43	0,44	0,43	0,45	0,44	0,43	0,28	0,28	1,07
Oriente Médio	**71,76**	**72,36**	**72,35**	**72,80**	**72,75**	**74,18**	**75,44**	**75,95**	**79,36**	**80,03**	**0,84**
Arábia Saudita	6,65	6,75	6,76	6,82	7,07	7,30	7,57	7,92	8,02	8,15	1,68
Bahrein	0,11	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,23	0,22	0,35	58,81
Catar	25,78	25,34	25,36	25,64	25,54	25,46	25,37	25,32	25,05	25,05	-
Coveite	1,56	1,57	1,57	1,57	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	-
Emirados Árabes Unidos	6,05	6,05	6,08	6,11	6,44	6,44	6,09	6,09	6,09	6,09	-
Iêmen	0,48	0,48	0,48	0,48	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,48	-1,94
Irã	26,69	27,57	27,50	27,58	26,85	28,13	29,61	29,61	33,09	33,09	-
Iraque	3,19	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17	3,59	13,13
Omã	0,95	0,99	1,00	1,00	0,98	0,98	0,95	0,95	0,95	0,95	-
Síria	0,25	0,29	0,29	0,29	0,29	0,28	0,27	0,28	0,28	0,28	-
Outros	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,10	0,22	0,22	0,04
África	**13,76**	**13,86**	**14,20**	**14,07**	**14,38**	**14,62**	**14,66**	**14,72**	**14,52**	**14,53**	**0,06**
Argélia	4,52	4,55	4,55	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	-
Egito	1,66	1,72	1,87	1,89	2,05	2,07	2,15	2,19	2,21	2,19	-0,90
Líbia	1,50	1,49	1,49	1,32	1,42	1,54	1,54	1,55	1,50	1,50	-
Nigéria	5,00	5,05	5,23	5,15	5,21	5,29	5,29	5,29	5,11	5,11	-
Outros	1,08	1,04	1,06	1,20	1,20	1,22	1,18	1,19	1,20	1,23	2,35
Ásia-Pacífico	**13,00**	**13,09**	**13,44**	**13,49**	**13,78**	**14,65**	**16,18**	**16,43**	**16,46**	**16,78**	**1,91**
Austrália	2,53	2,38	2,32	2,35	2,37	2,29	3,52	3,53	3,67	3,76	2,54
Bangladesh	0,34	0,43	0,42	0,41	0,38	0,37	0,34	0,36	0,35	0,35	0,28
Brunei	0,35	0,34	0,34	0,34	0,33	0,34	0,32	0,31	0,30	0,29	-4,39
China	1,27	1,34	1,45	1,53	1,68	2,26	2,46	2,75	2,85	3,05	6,95
Índia	0,75	0,85	0,92	1,10	1,08	1,05	1,09	1,12	1,15	1,24	8,04
Indonésia	2,56	2,56	2,77	2,48	2,63	3,00	3,18	3,04	2,97	2,97	-
Malásia	2,52	2,46	2,46	2,48	2,48	2,38	2,38	2,40	2,44	2,44	-
Mianmar	0,44	0,41	0,49	0,54	0,54	0,49	0,35	0,33	0,22	0,22	-
Paquistão	0,76	0,79	0,80	0,85	0,85	0,85	0,84	0,82	0,81	0,78	-3,86
Papua Nova Guiné	0,43	0,43	0,43	0,43	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	-0,01
Tailândia	0,44	0,42	0,35	0,30	0,33	0,32	0,34	0,31	0,30	0,28	-6,12
Vietnã	0,23	0,22	0,22	0,22	0,22	0,48	0,56	0,68	0,62	0,62	-
Outros	0,38	0,46	0,46	0,45	0,45	0,38	0,36	0,33	0,35	0,34	-2,27
Total Opep	**85,12**	**85,77**	**86,00**	**86,18**	**86,70**	**88,47**	**89,91**	**90,32**	**93,76**	**94,38**	**0,66**
Total não Opep	**84,49**	**85,52**	**85,79**	**86,10**	**86,52**	**88,08**	**95,15**	**97,01**	**102,37**	**114,05**	**11,41**

Tabela 3: Reservas provadas de gás natural por regiões geográficas e países (2002-2011)
Fonte: ANP (2012)

Já a produção mundial de gás natural alcançou 3,3 trilhões m³ em 2011, representando uma alta de 3,1% em relação ao ano anterior (ANP, 2012). A Tabela 4 fornece dados sobre a evolução da produção dos principais países produtores de gás natural.

Regiões geográficas, países e blocos econômicos	Produção de gás natural (bilhões m³)										11/10 %
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Total	2.518,9	2.616,6	2.688,5	2.770,4	2.869,4	2.939,3	3.047,2	2.955,9	3.178,2	3.276,2	3,08
América do Norte	763,5	766,9	755,1	745,5	763,9	782,2	801,3	802,6	819,1	864,2	5,51
Canadá	187,9	184,7	183,7	187,1	188,4	182,7	176,6	164,0	159,9	160,5	0,34
Estados Unidos	536,0	540,8	526,4	511,1	524,0	545,6	570,8	584,0	604,1	651,3	7,82
México	39,6	41,4	45,0	47,2	51,5	54,0	53,9	54,6	55,1	52,5	-4,73
Américas Central e do Sul	106,7	118,7	131,7	138,6	151,1	152,5	157,6	151,9	162,8	167,7	3,03
Argentina	36,1	41,0	44,9	45,6	46,1	44,8	44,1	41,4	40,1	38,8	-3,27
Bolívia	4,9	6,4	9,8	11,9	12,9	13,8	14,3	12,3	14,2	15,4	8,06
Brasil	9,2	10,0	11,0	11,0	11,3	11,2	13,7	11,7	14,4	16,7	16,19
Colômbia	6,2	6,1	6,4	6,7	7,0	7,5	9,1	10,5	11,3	11,0	-2,72
Peru	0,4	0,5	0,9	1,5	1,8	2,7	3,4	3,5	7,2	11,4	56,95
Trinidad e Tobago	18,0	26,3	27,3	31,0	36,4	39,0	39,3	40,6	42,5	40,7	-4,19
Venezuela	28,4	25,2	28,4	27,4	31,5	29,5	30,0	28,7	30,2	31,2	3,20
Outros	3,4	3,1	3,1	3,4	4,1	3,9	3,7	3,2	2,9	2,7	-8,28
Europa e ex-União Soviética	966,4	1.001,2	1.025,4	1.029,0	1.041,7	1.043,1	1.075,4	954,9	1.026,9	1.036,4	0,92
Alemanha	17,0	17,7	16,4	15,8	15,6	14,3	13,0	12,2	10,6	10,0	-5,92
Azerbaijão	4,7	4,6	4,5	5,2	6,1	9,8	14,8	14,8	15,1	14,8	-1,85
Cazaquistão	9,1	11,9	13,1	13,5	13,9	16,7	18,7	17,8	17,6	19,3	9,55
Dinamarca	8,4	8,0	9,4	10,4	10,4	9,2	10,1	8,4	8,2	7,1	-14,03
Holanda	60,3	58,1	68,5	62,5	61,6	60,5	66,6	62,7	70,5	64,2	-8,95
Itália	13,4	12,7	11,9	11,1	10,1	8,9	8,5	7,3	7,6	7,7	0,73
Noruega	65,5	73,1	78,5	85,0	87,6	89,7	99,3	103,7	106,4	101,4	-4,63
Polônia	4,0	4,0	4,4	4,3	4,3	4,3	4,1	4,1	4,1	4,3	4,26
Reino Unido	103,6	102,9	96,4	88,2	80,0	72,1	69,6	59,7	57,1	45,2	-20,82
Romênia	13,2	13,0	12,8	12,4	11,9	11,5	11,4	11,3	10,9	11,0	1,38
Rússia	538,8	561,5	573,3	580,1	595,2	592,0	601,7	527,7	588,9	607,0	3,08
Turcomenistão	48,4	53,5	52,8	57,0	60,4	65,4	66,1	36,4	42,4	59,5	40,60
Ucrânia	17,0	17,6	18,4	18,6	18,7	18,7	19,0	19,2	18,1	18,2	0,45
Uzbequistão	51,9	52,0	54,2	54,0	54,5	59,1	62,2	60,0	59,6	57,0	-4,40
Outros	11,2	10,6	11,0	10,9	11,5	10,8	10,3	9,7	9,8	9,6	-1,98
Oriente Médio	247,2	262,9	285,1	319,9	339,1	357,8	384,3	407,0	472,3	526,1	11,40
Arábia Saudita	56,7	60,1	65,7	71,2	73,5	74,4	80,4	78,5	87,7	99,2	13,20
Bahrein	9,5	9,6	9,8	10,7	11,3	11,8	12,7	12,8	13,1	13,0	-0,81
Catar	29,5	31,4	39,2	45,8	50,7	63,2	77,0	89,3	116,7	146,8	25,84
Coveite	9,5	11,0	11,9	12,2	12,5	12,1	12,8	11,2	11,7	13,0	10,40
Emirados Árabes Unidos	43,4	44,8	46,3	47,8	49,0	50,3	50,2	48,8	51,3	51,7	0,88
Iêmen	-	-	-	-	-	-	-	0,8	6,2	9,4	51,28
Irã	75,0	81,5	84,9	103,5	108,6	111,9	116,3	131,2	146,2	151,8	3,87
Iraque	2,4	1,6	1,0	1,5	1,5	1,5	1,9	1,2	1,3	1,9	41,98
Omã	15,0	16,5	18,5	19,8	23,7	24,0	24,1	24,8	27,1	26,5	-2,16
Síria	6,1	6,2	6,4	5,5	5,6	5,6	5,3	5,6	7,7	8,3	8,73
Outros	0,3	0,3	1,5	1,9	2,6	3,0	3,7	3,1	3,4	4,5	30,95
África	134,4	144,9	154,7	174,3	191,2	203,1	211,5	199,2	213,6	202,7	-5,11
Argélia	80,4	82,8	82,0	88,2	84,5	84,8	85,8	79,6	80,4	78,0	-3,01
Egito	27,3	30,1	33,0	42,5	54,7	55,7	59,0	62,7	61,3	61,3	-0,10
Líbia	5,9	5,5	8,1	11,3	13,2	15,3	15,9	15,9	16,8	4,1	-75,61
Nigéria	14,2	19,2	22,8	22,4	28,4	35,0	35,0	24,8	36,6	39,9	8,95
Outros	6,6	7,2	8,9	9,9	10,4	12,3	15,8	16,3	18,4	19,4	5,38
Ásia-Pacífico	300,6	322,0	336,4	363,1	382,4	400,5	417,1	440,3	483,6	479,1	-0,93
Austrália	32,6	33,2	35,3	37,1	38,9	40,0	38,3	42,3	45,6	45,0	-1,30
Bangladesh	11,4	12,3	12,8	13,8	14,9	15,9	17,0	18,5	19,9	19,9	-0,10
Brunei	11,5	12,4	12,2	12,0	12,6	12,3	12,2	11,4	12,3	12,8	4,19
China	32,7	35,0	41,5	49,3	58,6	69,2	80,3	85,3	94,8	102,5	8,10
Índia	27,6	29,5	29,2	29,6	29,3	30,1	30,5	39,2	50,8	46,1	-9,26
Indonésia	69,7	73,2	70,3	71,2	70,3	67,6	69,7	71,9	82,0	75,6	-7,82
Malásia	48,3	51,8	53,9	61,1	63,3	64,6	64,7	64,1	62,6	61,8	-1,30
Mianmar	8,4	9,6	10,2	12,2	12,6	13,5	12,4	11,5	12,1	12,4	2,56
Paquistão	24,6	30,4	34,5	35,5	36,1	36,8	37,5	38,4	39,6	39,2	-1,20
Tailândia	20,5	21,5	22,4	23,7	24,3	26,0	28,8	30,9	36,3	37,0	1,99
Vietnã	2,4	2,4	4,2	6,4	7,0	7,1	7,5	8,0	9,4	8,5	-9,21
Outros	10,9	10,7	10,1	11,1	14,6	17,4	18,3	18,6	18,1	18,3	1,03
Total Opep	345,3	363,1	390,2	431,3	453,4	478,1	505,3	509,0	578,8	617,5	6,69
Total não Opep	2.173,6	2.253,5	2.298,2	2.339,1	2.416,0	2.461,3	2.541,9	2.446,9	2.599,4	2.658,7	2,28

Tabela 4: Produção de gás natural por regiões geográficas e países (2002-2011)
Fonte: ANP (2012)

Por outro lado, em 2011 o consumo mundial de gás natural cresceu 2,2% em relação a 2010, aproximando-se de 3,2 trilhões m³. Este número foi impulsionado pelas altas exibidas em todas as regiões, com exceção da Europa. O Gráfico 6 compara os países com maior consumo de gás natural.

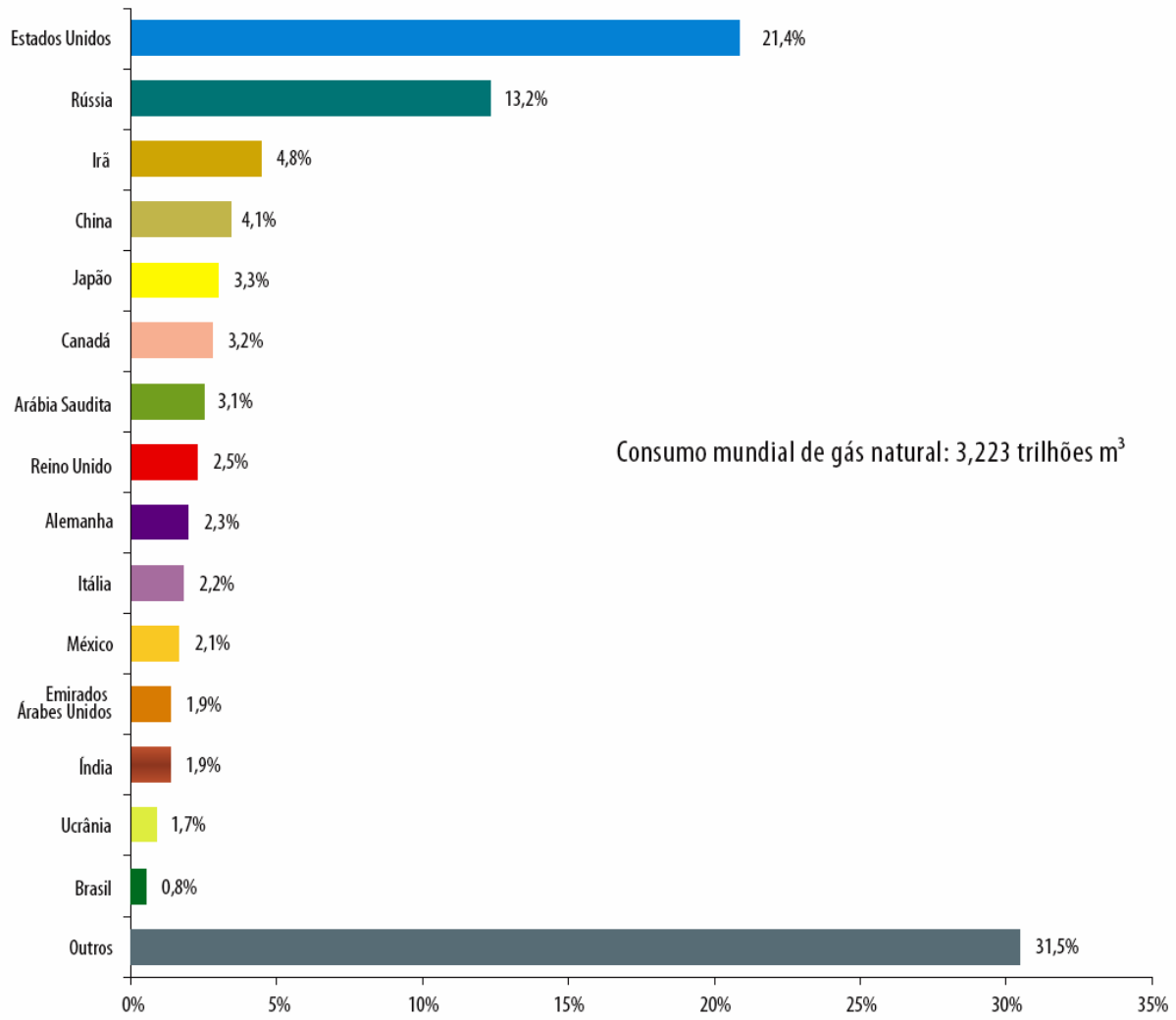

Gráfico 6: Participação de países selecionados no consumo mundial de gás natural (2010)
Fonte: ANP, 2011

Em suma, no período analisado entre 2002 e 2011, percebe-se que a oferta de petróleo no mundo se mantém relativamente estável, em um patamar próximo a 80 milhões de barris/dia. Por outro lado, a produção de gás natural vem continuamente se expandindo. Os dados apresentados neste item sugerem que não existe uma expectativa para a próxima década de uma situação de escassez mundial destes

dois produtos. De acordo com as projeções do Departamento de Energia dos EUA, DOE (2008a), as perspectivas para o consumo futuro de combustíveis líquidos indicam um ritmo de crescimento significativo, cerca de 1,2 % anuais, entre 2005 e 2030, sugerindo um aumento da demanda da ordem de 28,9 milhões de barris de óleo equivalente/dia neste período.

Para atender ao crescimento do consumo, haverá a necessidade de aumento da participação da exploração de fontes não convencionais na oferta total. As sucessivas inovações nos processos de prospecção e produção estão possibilitando a identificação de novos e mais profundos reservatórios de petróleo e gás natural no Brasil, no Golfo do México e na Costa da Guiné. Da mesma maneira, novas tecnologias de para a extração de petróleo de xisto e de areia betuminosa foram desenvolvidas.

1.2.1.2. REFINO

O refino mundial enfrenta atualmente o grande desafio relacionado ao abastecimento de uma demanda crescente por derivados de petróleo, associado ao aumento das restrições de acesso a reservas convencionais de petróleo e a crescente pressão da sociedade para redução do impacto ambiental na utilização dos combustíveis e em seu processo de fabricação (Gomes, 2008). O Gráfico 7 mostra a participação dos principais países em termos de refino.

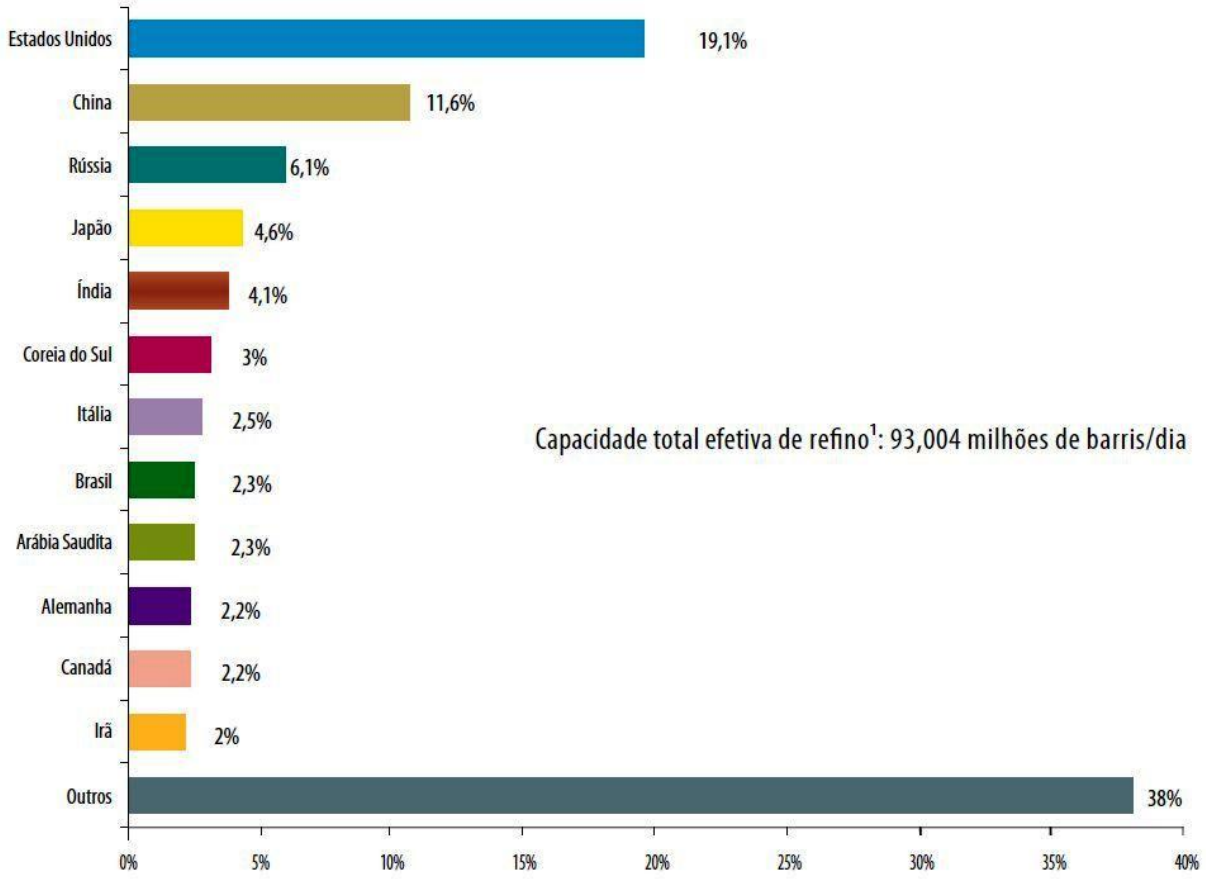

Gráfico 7: Participação de países selecionados no refino mundial de petróleo (2010)
Fonte: ANP, 2012

Em 2011, a capacidade efetiva de refino instalada no mundo foi de 93 milhões de barris/dia, para uma produção mundial de petróleo de 83,6 milhões de barris/dia. O Brasil encontra-se em oitavo lugar no ranking mundial de capacidade de refino, com 2,1 milhões de barris/dia (2,3% da capacidade mundial) (ANP, 2012).

Por outro lado, a taxa média de utilização das refinarias no mundo caiu para 81,2% em 2011, o valor mais baixo desde 2009 (*British Petroleum*, 2012).

1.2.2. SETOR PETROQUÍMICO

Em 2010 o tamanho do setor químico foi estimado em US$ 3,3 trilhões, dentro do qual a petroquímica é o maior segmento com US$ 1,3 trilhões (40%) Para os próximos quatro anos, a taxa de crescimento da de capacidade de produção de eteno é inferior ao crescimento esperado da demanda. O Gráfico 8 mostra informações globais sobre a capacidade instalada por região das principais olefinas.

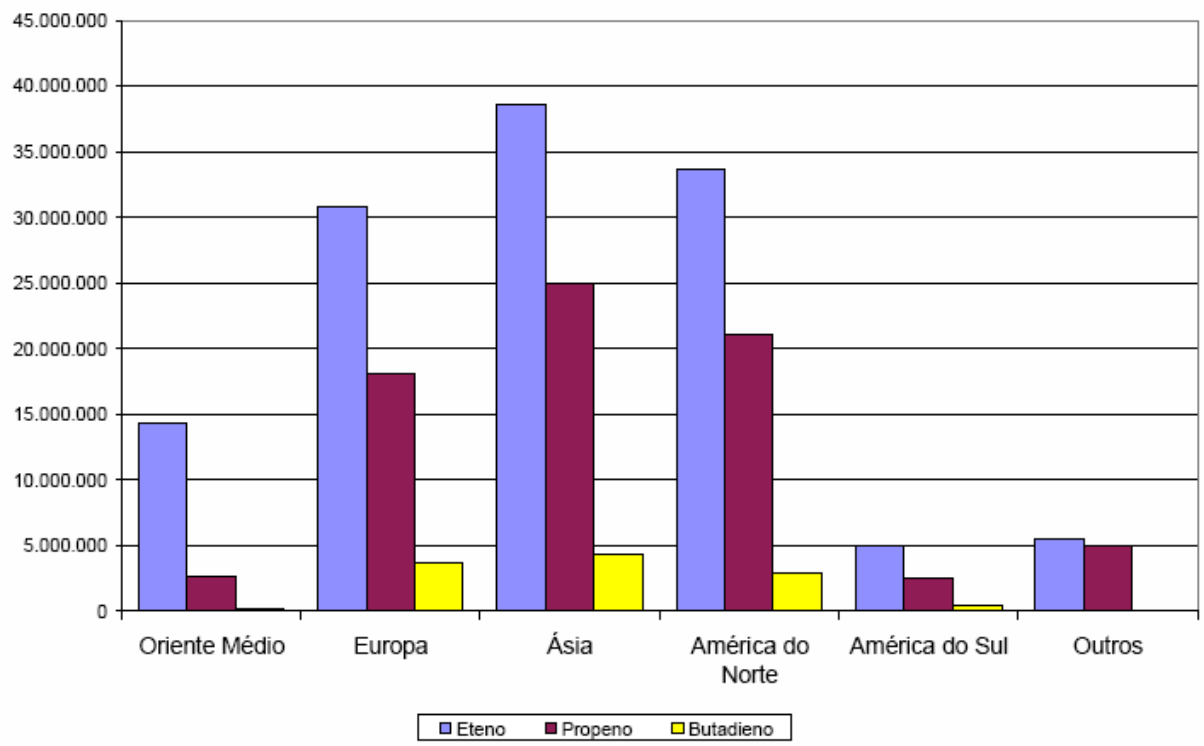

Gráfico 8: Capacidade instalada por regiões eteno, propeno e butadieno (toneladas/ano)
Fonte: IPT (2008)

O Gráfico 9 mostra informações globais sobre a capacidade instalada, produção e taxa de utilização de eteno.

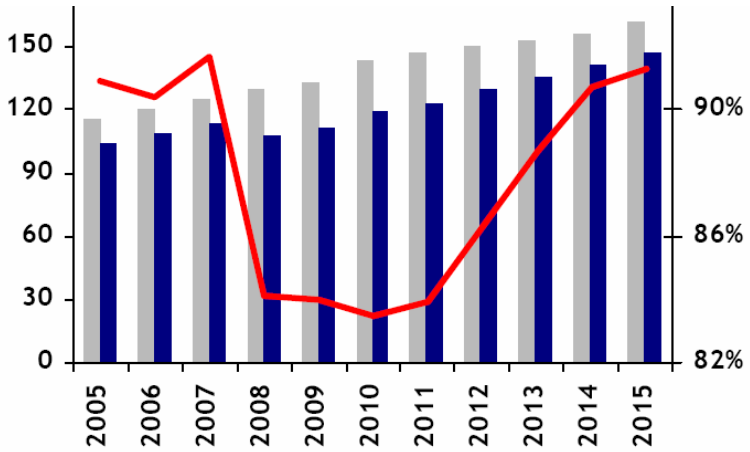

Gráfico 9: Capacidade instalada, produção e taxa de utilização de eteno
Fonte: *Government of índia* (2012)

Em 2010, a capacidade instalada para produção de eteno no mundo era de 147 milhões de toneladas métricas contra uma demanda de eteno de 120 milhões de toneladas métricas. Esta capacidade deve aumentar para 165 milhões de toneladas métricas em 2015, com a demanda chegando a 151 milhões de toneladas métricas.

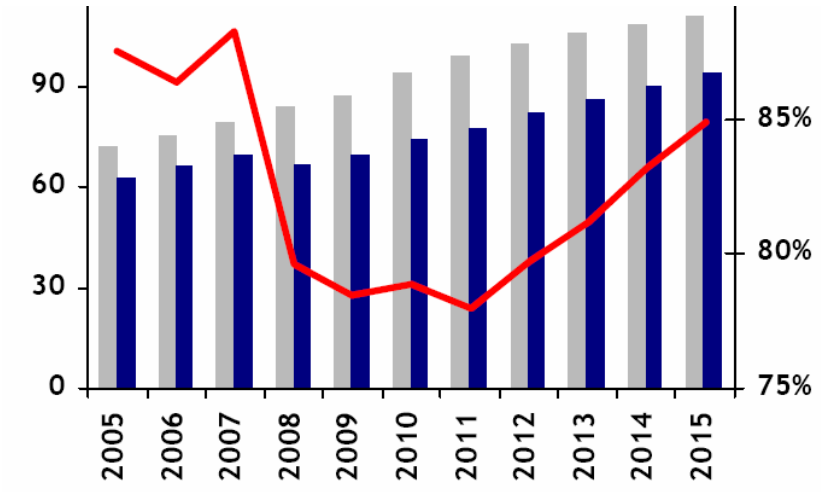

Gráfico 10: Capacidade instalada, produção e taxa de utilização de propeno
Fonte: *Government of índia* (2012)

A capacidade mundial instalada para a produção de propeno foi estimada em 94 milhões de toneladas métricas e a demanda é de 75 milhões de toneladas métricas em 2010, que deverão aumentar para 112 e 94 milhões de toneladas métricas, respectivamente, em 2015.

1.3. ESTRUTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

Nesse tópico são apresentadas informações sobre a organização de mercado nas cadeias produtivas petrolífera e petroquímica.

1.3.1. SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Historicamente, a dinâmica dos preços de petróleo tem sido influenciada pelo poder de mercado exercido por países conhecidos como swing producers[18]. Devido a elevada participação de mercado associada à substancial capacidade ociosa, em diversos momentos, os swing producers foram capazes de controlar os preços no

[18] Países capazes de ampliar ou reduzir rapidamente a produção. Incialmente os EUA e, posteriormente, a Opep e, em particular, a Arábia Saudita.

mercado internacional, em especial os movimentos de redução de preços (Ernest & Young Terco, 2011).

1.3.1.1. BREVE HISTÓRICO

Em meados do século XIX, as atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo eram realizadas de forma artesanal e o mercado era bastante livre e desorganizado. As atividades de exploração de petróleo eram feitas a partir da localização visual do petróleo, ou seja, quando o óleo aflorava naturalmente à superfície do solo. Somente a partir da criação da companhia *Standard Oil* de John Rockfeller, a indústria de petróleo modificou este perfil inicial. Em pouco tempo, a *Standard Oil* se tornou monopolista integrada verticalmente em todos os segmentos da cadeia do petróleo, conseguindo obter ganhos relacionados às economias de escala e escopo. Tal processo aconteceu principalmente por meio da compra de refinarias e do controle do sistema de transporte de derivados (Canelas, 2004).

Neste período a concorrência era baseada principalmente no preço, afetando negativamente o crescimento da indústria em decorrência da incerteza associada ao preço futuro do petróleo e da baixa capacidade das avaliar o potencial das reservas em razão da precária tecnologia existente na época. (Carvalho & Paes, 2012)

Em 1911, com base no *Sherman Act*[19], para controlar o seu grande poder de mercado enorme poder econômico, a empresa foi desmembrada em 33 novas empresas pela Suprema Corte dos EUA transformando a indústria monopolista em um oligopólio (Canelas, 2004).

Desde então a indústria de petróleo seguiu uma trajetória baseada na coexistência de grandes empresas, internacionalizadas e integradas verticalmente, com companhias menores, especializadas em apenas um dos segmentos da cadeia produtiva.

A internacionalização da indústria de petróleo teve seu início do século XX com governos e corporações de Europa e Estados Unidos iniciando uma disputa para se apropriar das jazidas de petróleo do Oriente Médio, aumentando a relevância da

[19] Foi um ato de regulação que visava garantir a concorrência entre as empresas nos Estados Unidos, voltado inicialmente para a restrição e redução do monopólio e da colusão.

competição estratégica no oligopólio internacional das *majors* americanas[20] e europeias[21] (Canelas, 2004).

A criação da OPEP em 1960 e a dinâmica de evolução da indústria no início dos anos 70 resultaram na nacionalização das principais áreas produtoras de petróleo, provocando uma desverticalização das grandes empresas, uma vez que elas perderam uma boa parte de suas reservas (Campos, 2005). O controle do preço do óleo cru era feito pela entidade, que em função de seu poder de mercado, obtinha grandes margens de lucro.

Ao longo do tempo, a OPEP dividiu-se em dois grupos de países-membros. O primeiro grupo compreendia países com reservas de petróleo suficientes para manter a produção no longo prazo por décadas, cujo objetivo é maximizar sua renda petrolífera no longo prazo. Por outro lado, o segundo grupo, com reservas relativamente pequenas quando comparadas ao primeiro grupo, objetivava maximizar sua renda petrolífera no médio prazo. Tal situação coloca os dois grupos em uma situação de potencial conflito durante as reuniões da entidade.

Os choques de petróleo da década de 70 resultaram no início da competição das grandes *majors* internacionais pelas reservas de petróleo no planeta, com o objetivo de estabelecer posições estratégicas em todas as áreas de jazidas representativas. (Canelas, 2004)

Segundo Campos (2005), na década de 80, a estratégia das grandes companhias internacionais do petróleo direcionou-se para o:

i) Abandono da prática de preços internos;
ii) Estabelecimento de contratos de longo prazo com as estatais dos antigos países hospedeiros;
iii) Desenvolvimento do mercado spot; e
iv) Redução de custos por meio do aumento da concentração industrial (fusões e aquisições) e a proliferação dos acordos de cooperação interfirmas.

[20] Antiga *Gulf Oil* e as companhias oriundas da divisão da *Standard Oil* que deram origem às atuais Exxon Mobil e Chevron Texaco.
[21] Precursoras das atuais BP-Amoco, *Royal Dutch Shell* e Total Fina Elf.

O objetivo desses movimentos estratégicos foi expandir o acesso ao controle de novas áreas de reservas. Desta forma, as empresas transnacionais conseguem ampliar sua participação em razão da abertura do setor e da falta de tecnologia e de recursos de alguns países produtores. Por outro lado, as estatais mais importantes, buscando manter sua participação, marcharam para uma maior verticalização nos seus países de origem ou até mesmo nos países desenvolvidos, em áreas como refino, petroquímica e fertilizantes (Campos, 2005).

No final da década de 1990, as empresas transnacionais fortaleceram-se e o ambiente competitivo do setor passou a incluir novas alianças estratégicas entre empresas estatais e privadas, privatizações e um amplo movimento de fusões. A esses movimentos associa-se o aumento da participação das companhias de petróleo no setor de gás natural e, também, no setor elétrico, levando à crescente convergência dos negócios em âmbito mundial e ao surgimento de empresas globais de energia e multiserviços.

1.3.1.2. DINÂMICA ATUAL

A indústria petrolífera compreende centenas de empresas de diferentes tamanhos ao longo da cadeia produtiva. Apresenta uma forte concentração e verticalização com atividades de amplitude mundial, multiprodutos, processos contínuos, intensivas em capital e escala. Ao longo da cadeia, há grande disparidade mundial, seja no nível da localização das reservas, das condições de explotação e transformação bem como em relação ao tamanho do mercado consumidor.

A indústria do petróleo é tecnologicamente madura, sendo que a competitividade na indústria está associada fundamentalmente ao controle das reservas de óleo bruto e ao controle de seus mercados e da tecnologia de toda a cadeia. Desta forma, o comportamento desta indústria está diretamente associado ao desempenho das maiores empresas integradas no mundo (Tsalik & Schiffrin, 2005).

Dentre as empresas privadas de petróleo que atuam globalmente destacam-se a Exxon Mobil, a Shell e a BP. Em um segundo nível encontram-se outras grandes petrolíferas, como a Total, a Chevron e a Conoco Philiphs. Há também um grupo de empresas independentes, que são companhias menores focadas na parte *upstream* do setor, como *Occidental Petroleum*, *Amerada Hess*, *Marathon* e *Talisman*. Por fim,

existem as companhias nacionais de petróleo como a PDVSA (Venezuela), Petrobras (Brasil)[22], Petronas (Malásia) e as relacionadas aos países do Oriente Médio, que controlam a maior parte da produção local (Tsalik & Schiffrin, 2005).

Na prestação de serviços para campos de petróleo destacam-se a Schlumberger e Halliburton. A primeira atua em processamento sísmico, prospecção, perfuração e manutenção de poços de petróleo, fraturação e estimulação hidráulica. Também realiza consultoria e desenvolvimento de sistemas de informação, além de extração de petróleo em plataformas marítimas e captura e armazenagem de carbono. Já o grupo norte-americano Halliburton atua na área de infraestrutura voltada para o setor petrolífero.

Embora o consumo de petróleo seja absolutamente difundido, a produção de petróleo está concentrada em um número relativamente pequeno de países. Estados Unidos, Japão, China, Coréia do Sul e vários países da União Europeia estão entre os maiores importadores. Recentemente, os preços do petróleo e seus derivados atingiram recordes históricos e não há perspectivas, mantido o crescimento econômico mundial, de que declinem sensivelmente nos próximos anos. Apesar da expectativa de redução da participação do petróleo na matriz energética mundial, os patamares de preços do petróleo ainda deverão permanecer elevados nas próximas décadas. Há a expectativa de crescimento da demanda por petróleo para 106 milhões de barris/dia em 2030.

Dentro deste cenário, somente o desenvolvimento de novas tecnologias, a adoção mais intensiva de fontes alternativas de energia e o descobrimento de novas áreas a serem exploradas permitiriam compatibilizar oferta e demanda, mesmo que a preços crescentes, nas próximas décadas.

Diante do crescimento da demanda mundial e da restrição de oferta de petróleos leves, o aumento da complexidade no refino decorrente da implantação de unidades de conversão de resíduos e de hidrotratamento/hidrocraqueamento vem permitindo a conversão de cargas mais pesadas (e mais baratas) em produtos de excelente qualidade, aumentando a rentabilidade das refinarias mais complexas (Gomes, 2008).

[22] Apesar de ser classificada como uma companhia nacional de petróleo, a Petrobras possui parcela de seu capital aberto, não sendo 100% pública.

Em suma, o ambiente de investimentos na indústria petroleira envolve desafios importantes no campo tecnológico, pautados pela perspectiva de manutenção de preços elevados, aumento da segurança nas atividades relacionadas à exploração e produção em reservas de petróleo não convencionais e crescimento das pressões para a utilização de técnicas de refino que levem à produção de derivados mais limpos.

Embora a participação da OPEP continue elevada na produção mundial, o cenário de médio e longo prazo indica a possibilidade de que alguns países produtores estejam em pico produtivo, semelhante ao ocorrido com a produção americana quatro décadas atrás. Este panorama permite supor que a oferta futura de petróleo será mais pulverizada e insuficiente para a formação do elevado excedente de capacidade que permitiu a atuação dos *swing producers* no passado (E&Y, 2011).

Já o setor de gás natural possui uma dinâmica distinta da cadeia produtiva dos demais combustíveis fósseis em decorrência principalmente de seu elevado custo de transporte e armazenagem. Por possuir uma densidade inferior ao petróleo, para se obter conteúdo energético equivalente, o gás requer de um volume maior. O fato de ser encontrado em estado gasoso exige infraestrutura própria para seu manuseio. Os dois atributos elevam o custo de transporte e de armazenamento. Além disso, a infraestrutura de dutos necessária envolve elevadas economias de escala e é específica. Desta forma, o custo de transporte do gás pode representar cerca de 50% do seu preço final, enquanto que, no caso do petróleo, esse percentual varia entre 5% e 10%. O gás natural liquefeito apresenta maior flexibilidade de transporte e armazenagem, mas exibe um custo adicional de liquefação e regaseificação (Guedes *et al*., 2008).

Em função dos custos logísticos elevados, inexiste um mercado global de gás. Em torno de 85% do consumo é oriundo da produção local. Além disso, há dificuldade de comercializar pequenos volumes, gerando uma grande quantidade de gás que ainda não é comercializada. Enfim, trata-se de uma cadeia capital-intensiva com investimentos iniciais elevados na produção, transporte, armazenagem e distribuição, quando comparada à cadeia de petróleo (Guedes *et al*., 2008).

1.3.2. SETOR PETROQUÍMICO

A indústria petroquímica mundial é caracterizada por grandes empresas e grandes unidades produtivas. O padrão competitivo do setor está vinculado a elevadas escalas de produção e ao uso intensivo do capital. Trata-se de uma indústria que está diretamente atrelada aos ciclos de crescimento da economia, cuja demanda cresce regularmente enquanto a oferta avanço aos saltos, gerando desajustes estruturais que afetam a rentabilidade das empresas. Ao longo do tempo, vem ocupando maior importância na economia do mundo moderno, já que sua base científica e seu dinamismo tecnológico permitem o barateamento constante dos produtos, a substituição de materiais tradicionais e a conquista de novas utilidades e mercados.

1.3.2.1. BREVE HISTÓRICO

O atual formato da indústria petroquímica teve como ponto de partida o desenvolvimento de processos de refino por meio de catalisadores em 1936. Desde então, tornou-se possível manipular as cadeias de hidrocarbonetos, de forma a produzir em larga escala gases como o metano, etano, propano, eteno e propeno. Todavia, apenas com o aperfeiçoamento desse processo em 1947 é que se permitiu o desenvolvimento dos materiais plásticos. Com o inicio da produção em escala industrial dos termoplásticos, as grandes empresas químicas e de petróleo, buscando expandir suas atividades, realizaram grandes aportes de capital e tornaram o setor estratégico para a indústria moderna. Com o tempo as escalas mínimas das plantas se expandiram, alcançando tamanhos próximos aos padrões atuais. Ao final dos anos 60, a concentração geográfica da produção nos países desenvolvidos representava cerca de 95% da produção mundial, sendo que a maioria dos países eram importadores de resinas (Oliveira et. al., 2003).

A reestruturação industrial que se inicia nos anos 70 tem como uma de suas bases uma redefinição das estratégias competitivas dos grandes grupos empresariais. Esse movimento se reproduz na indústria petroquímica, concretizando-se na procura pelas empresas líderes mundiais da proporção adequada entre integração e diversificação (Chesnais, 1989, Guerra, 1993).

Em torno desse eixo principal, definem-se as estratégias de relocalização dos investimentos na produção de petroquímicos tradicionais para alguns países recém-industrializados, por meio da associação das empresas líderes internacionais com produtores locais e da formação de alianças interfirmas com o objetivo de aproveitar oportunidades tecnológicas e de mercado. Da mesma maneira, fusões e incorporações de empresas foram realizadas com o propósito de tornar as estruturas produtivas mais enxutas, ágeis e flexíveis (Chesnais, 1989, Guerra, 1993).

A crise do petróleo e a escassez de capital desacelerou o processo de desenvolvimento da indústria petroquímica nos países desenvolvidos. Por outro lado, as reservas de mercado nos países asiáticos e latino-americanos e os projetos de industrialização dos países árabes favoreceram o desenvolvimento da indústria petroquímica nesses países. O aumento da oferta provou a redução nas margens internacionais e a desconcentração industrial no setor (Oliveira et. al., 2003).

A reversão do processo de fechamento das economias acelerou o processo de internacionalização de empresas do setor, que passaram a atuar em vários mercados simultaneamente. Do ponto de vista empresarial, iniciou-se o processo de consolidação do setor petroquímico no mundo (Oliveira et. al., 2003). A redefinição do quadro mundial do setor induziu ao estabelecimento de novas estratégias tecnológicas, organizacionais e de investimento (QUIJADA, 1993).

O estreitamento das margens decorrente da maior participação dos países em desenvolvimento na oferta das *commodities* petroquímicas provocou a redução dos preços em média de 2% ao ano ao longo dos últimos vinte anos[23], incentivando a mudança de estratégia dos grandes produtores tradicionais, que passaram a ofertar produtos de maior valor agregado[24]. Assim, a pesquisa e desenvolvimento (P&D) tornaram-se peça chave na lucratividade das firmas do setor (Oliveira et. al., 2003).

1.3.2.2. DINÂMICA ATUAL

Em função da tecnologia empregada e do elevado número de produtos gerados, o setor petroquímico precisa de escala de produção elevada para ser viável economicamente. Há uma inerente ligação entre o refino e a petroquímica, tendo em

[23] Dados para o mercado norte-americano. Fonte: CMAI.

[24] *Grades* e *compounds* mais apropriados aos usos de determinados segmentos da indústria

vista o encadeamento das atividades. Assim, a dinâmica do mercado de petroquímicos básicos afeta tanto a petroquímica quanto o refino.

Deste modo, algumas empresas do setor seguem a lógica da integração vertical, atuando tanto no *upstream* quanto no *downstream*, buscando obter benefícios como alavancar as margens de refino, promover a otimização global das refinarias e produzir derivados de maior valor agregado. A alta interdependência entre os agentes envolvidos faz com que as unidades produtivas de 1ª e 2ª geração sejam geograficamente próximas.

O surgimento de polos petroquímicos é decorrência não somente da redução dos custos logísticos, mas também do compartilhamento de infraestruturas comuns às duas etapas (segurança, manutenção, tratamento de fluidos e água, entre outros). Assim, a lógica de concepção de refinarias petroquímicas que englobam a 1ª geração da cadeia produtiva petroquímica e que podem ou não estar integradas a um complexo petroquímico de 2ª e 3ª gerações, tornou-se uma alternativa para a produção de insumos petroquímicos (Santos, 2006).

A indústria petroquímica de 1ª e 2ª geração é intensiva em capital e recursos naturais, utiliza processos contínuos com pequenos graus de flexibilização da produção e tem necessidade de níveis de ocupação elevados. Assim, apresenta importantes barreiras à entrada de novos agentes, em função do elevado volume de investimentos necessários, do longo prazo de maturação, das economias de escala[25] e da exigência de matéria-prima a custos competitivos. Além disso, os investimentos ocorrem em ativos específicos, que não podem ser transacionados sem perda parcial ou total de seu valor. Ou seja, os elevados custos irrecuperáveis (*sunk costs*) dependem de retorno a longo prazo. A 1ª e 2ª geração petroquímicas caracterizam-se por serem fabricantes de produtos padronizados com especificações bem definidas e, predominantemente, classificados como commodities.

Nos segmentos de primeira geração, o amadurecimento da indústria e a existência de tecnologias consolidadas disponíveis para compra no mercado internacional

[25]A escala produtiva mínima economicamente viável de uma central petroquímica na década de 60 era de 180 mil toneladas/ano de eteno. Na década de 80, falava-se de 400 mil toneladas e na atualidade os números apontam para 700 mil toneladas do produto.

fizeram a inovação perder espaço como componente central de competitividade (Bastos, 2009).

A indústria de produtos de matérias plásticas, embora integrante da cadeia petroquímica, tem características distintas da 1ª e 2ª geração. Executando-se o relacionamento via matéria-prima, pode-se dizer que não existem identidades técnicas e econômicas entre a 3ª geração e as anteriores. A indústria de produtos de matérias plásticas caracteriza-se por uma maior diversificação e diferenciação de produtos, sendo intensiva em mão de obra, e caracterizada por processos de produção mais flexíveis e de menor escala de produção.

A indústria de produtos transformados plásticos engloba as empresas que transformam polímeros em produtos plásticos diversos. Dentre outros processos, destacam-se: injeção (confecção de utensílios plásticos em geral); extrusão (saco plástico, tubos de PVC ou PE); sopro (na confecção de peças ocas); *vacum forming* (para-choques); rotomoldagem (produção de caixas d'água e tanques); termoformagem (produção de embalagens rígidas).

O setor petroquímico engloba grandes grupos com presença internacional que têm nos produtos químicos a sua principal linha de produtos ou, pelo menos, obtêm desses produtos parcela substancial de seu faturamento.

Segundo Gomes, Dvorsak e Heil (2005), a indústria petroquímica mundial pode ser dividida em três modelos estruturais empresarias:

i) transnacionais químicas diversificadas (Basf, Bayer, Dupont, Dow, entre outras);

ii) empresas integradas a partir do petróleo (Exxon Mobil, BP Amoco, Shell, Total Fina Elf, entre outras) e

iii) empresas regionais (Sinopec, Sabic, Pequiven, Huntsman, Occidental, entre outras), em grande parte estatais.

As grandes empresas internacionais são líderes em seus mercados, apresentam um perfil integrado e possuem em geral base sólida na produção de petroquímicos básicos (Furtado et al., 2002). A estratégia comercial dessas empresas se caracteriza, por um lado, pelo domínio do mercado de produtos menos diferenciados por meio de uma política agressiva de preços, fruto de sua alta capacidade de

produção e das economias de escala, e, por outro lado, pelo avanço em direção aos produtos mais diferenciados, cuja margem é mais atrativa.

Além dos grandes grupos, destacam-se ainda algumas empresas de menor porte, que derivam suas vantagens competitivas do domínio tecnológico ou do desenvolvimento de competências especializadas. Essas empresas apresentam esforços expressivos nas atividades de desenvolvimento de produto e combinam uma forma de inserção calcada em mercados de menores dimensões e na atuação global nesses segmentos diferenciados (Furtado et al., 2002).

A petroquímica apresenta importantes particularidades em termos dos seus padrões de comércio**.** Pode-se dizer que o seu padrão de comércio é desigual ao longo das diversas etapas da sua longa e diferenciada cadeia**:** acanhado nas etapas iniciais**,** reduzido nas etapas intermediárias (em função da complexidade logística de transporte de alguns produtos intermediários) e maior nas etapas a jusante**,** com os produtos finais ou mais específicos. Nestes**,** os coeficientes de comércio (medidos pela relação entre comércio e produção) tendem a ser bastante elevados para especialidades e para produtos mais novos**,** mas reduzidos para produtos mais padronizados (ECCIB, 2003)**.**

1.4. FATORES CRÍTICOS PARA A COMPETITIVIDADE INTERNACIONAL

1.4.1. SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

A indústria se caracteriza por ser um oligopólio, no qual as empresas precisam estar bem posicionadas quanto às reservas e protegidas da concorrência por barreiras à entrada, que em geral são de natureza estritamente legal, como *royalties*, direitos de propriedade mineral, monopólios de empresas estatais, de serviços ou de categorias profissionais (CECCHI, 1998).

Conforme discutido anteriormente, uma forte reestruturação transformou as companhias de petróleo, levando-as a modificarem sua estrutura, que era relacionada simplesmente a aspectos geográficos, para uma baseada em produtos (*upstream*, *downstream* e produtos químicos) (Ribas, 2008).

As atividades dos vários segmentos da indústria petrolífera são intensivas em capital. No entanto, por ser uma indústria baseada na exploração e produção

continuada de um recurso mineral não renovável, a intensidade de capital é mais significativa nestas duas fases, devido ao alto risco associado à atividade. Destaque-se também que os investimentos são elevados, de lenta maturação e não podem ser fracionados facilmente. Em suma, a maioria dos segmentos apresenta custos variáveis pouco representativos quando comparados com os custos fixos (Alveal, 2002).

Em uma indústria integrada como a petrolífera, a estrutura e o comportamento de cada um dos setores podem influenciar o comportamento e os resultados dos demais. A integração vertical permite o planejamento de investimentos de acordo com as demandas do mercado, sendo mais necessária na determinação do nível de capacidade requerido para estabilizar preços e produção a longo prazo.

Nas atividades a jusante da cadeia petrolífera, destacam-se três características com papel fundamental na decisão de investimento: as economias de escala, a interdependência de operação e economias de escopo. Estes três fatores contribuem para as grandes empresas terem vantagem de custo sobre as empresas menores, levando no longo prazo à formação de um oligopólio ou até mesmo um monopólio em base local ou nacional (Cecchi, 1998).

Adicionalmente, o acesso aos recursos naturais (reservas) e tecnologia própria são fatores cada vez mais difíceis de serem conciliados na indústria, gerando gargalos para o crescimento de empresas e países. Kupfer *et al*.(2010) destacam como entraves a serem superados pela cadeia produtiva:

i) Aumento dos custos relacionados à produção petrolífera;

ii) Dificuldade de descobertas de grandes campos; e

iii) Reduzida disponibilidade de reservas com formas contratuais favoráveis às empresas privadas.

O Gráfico 7 mostra a tendência de crescimento dos custos de insumos e serviços em E&P, por meio do índice de custo de capital a *upstream* (UCCI). O UCCI reflete os custos de equipamentos, instalações, materiais e de pessoal (qualificados e não qualificados) utilizados na exploração em terra e mar. As perspectivas de curto prazo não parecem apontar uma reversão deste quadro de elevação dos custos, apesar do declínio decorrente da crise de 2008. (IHS, 2012)

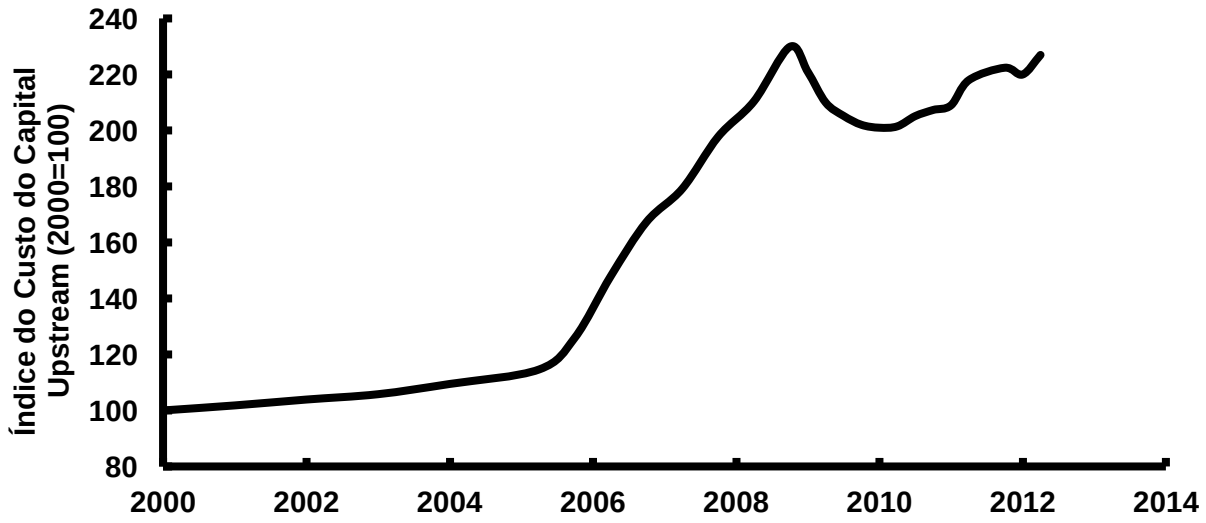

Gráfico 7: Índice de custo de capital a *upstream* (UCCI)
Fonte: IHS, 2012

De forma geral, o terceiro aspecto representa o conjunto de arranjos institucionais que condicionam o processo de investimento no setor de *upstream*, ao impor limites para a apropriação da renda petrolífera pelas empresas. Há dois tipos preponderantes de arranjo institucional: sistema de concessões e sistema contratual. A principal diferença entre os dois sistemas refere-se ao direito da propriedade do óleo após a extração. No sistema de concessões, a propriedade do óleo é da empresa concessionária. Este tipo de arranjo é adotado na Argentina, Estados Unidos, Peru, Portugal, Canadá, África do Sul, Venezuela e Brasil. O mecanismo deste tipo de modelo é de transferência do direito de propriedade do Estado para a empresa concessionária, como forma de compensá-la pelos gastos incorridos com as atividades de E&P, e com o pagamento da parcela governamental[26]. No sistema contratual, a propriedade do petróleo é do Estado, que pode compensar a empresa por meio da repartição da produção (partilha de produção) ou conceder um ressarcimento financeiro à empresa (prestação de serviços) (Kupfer *et al*., 2010).

Os contratos de partilha de produção ocorrem em geral em países com grande volume de petróleo, como Angola, Bolívia, Colômbia, Equador, Líbia, Moçambique, Nigéria, China e Malásia. No arranjo baseado na prestação de serviços, adotado no Irã e México, o Estado contrata as companhias privadas para prestação de serviços

[26] Tributos, royalties ou outras formas de participações governamentais.

de exploração e produção, sem propriedade sobre o petróleo produzido. Um aspecto relevante para atração de investimentos em exploração e produção é um desenho institucional simples, estável e com regras bem definidas de regulação (Kupfer *et al*. 2010).

Em suma, as estratégias de investimento em E&P petrolífero se encontram fortemente condicionadas pelo sistema regulatório adotado pelo país.

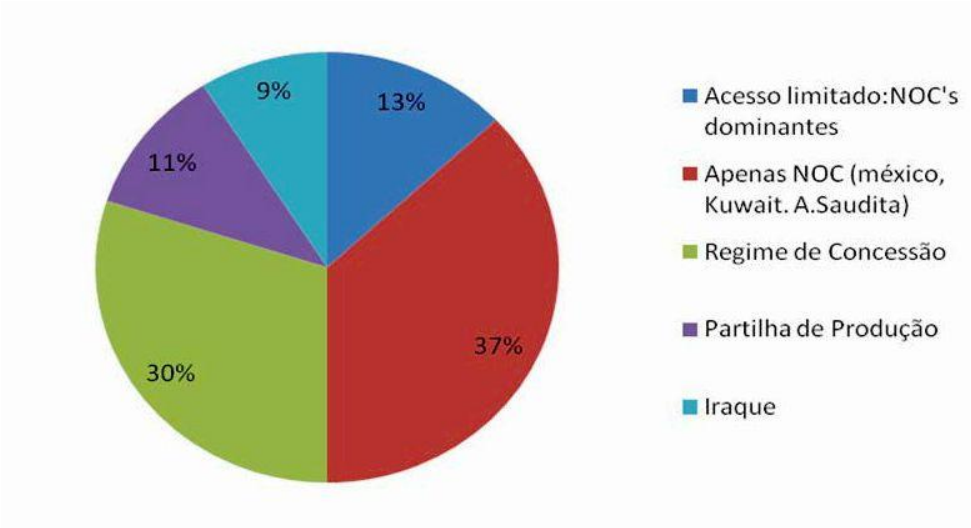

Gráfico 8: Formas de Acesso às Reservas Provadas no Mundo[27]
Fonte: Kupfer et al.,(2010)

Outro ponto importante refere-se à diversidade de situações de risco, dada a especificidade de cada projeto no segmento *upstream*, que se reflete diretamente na taxa de retorno esperada do investimento.

Pelo exposto nos tópicos anteriores, percebe-se que não existe um perfil único de produção para as refinarias, uma vez que o esquema de refino, o tipo de carga processada e a existência de mercado consumidor são fatores críticos na decisão dos produtos que serão produzidos. Adicionalmente, a maior disponibilidade de tecnologias de refino dificulta comparar os investimentos necessários para as diferentes configurações de refinarias existentes. Em geral, a classificação das refinarias é função da complexidade de seu esquema de refino, que está diretamente associada ao custo de investimento (Santos, 2006).

[27] *National Oil Corporation* (NOC)

Em suma, uma refinaria moderna com elevada capacidade de conversão, baixa quantidade de emissões e produzindo derivados de qualidade superior pode apresentar um investimento quatro vezes maior que uma refinaria construída na década de 70 (Santos, 2006).

Tavares (2005) compara os investimentos necessários e os custos operacionais totais em três diferentes configurações de refinarias (Tabela 4).

	Investimentos (10^9 $)	Custos Operacionais Totais ($/barril)
Simples	0,6	1,2
Complexa	1,79	2-3
Elevada capacidade de conversão e produtos de maior qualidade	3,21	5-8

Tabela 4: Investimentos e Custos de Diferentes Configurações de Refinarias
Fonte: Tavares, 2005

1.4.2. SETOR PETROQUÍMICO

A indústria petroquímica é uma atividade caracterizada por grandes empresas e unidades produtivas de elevada capacidade. Apresenta como características básicas a intensidade em capital e as escalas mínimas elevadas. Caracteriza-se pela elevada elasticidade-renda decorrente da incorporação de novos usos e consumidores à grande variedade de produtos existentes, bem como da contínua ampliação da gama de produtos criada pelo desenvolvimento tecnológico.

É um caso clássico de oligopólio concentrado, ao menos nas atividades de 1ª e 2ª geração, com elevadas barreiras à entrada, concentração em grandes empresas e movimentos cíclicos de investimentos, preços e margens de lucro. Devido ao longo período de maturação dos investimentos, a ampliação da oferta ocorre em saltos, com grandes acréscimos de capacidade instalada a cada novo ciclo de investimento, gerando períodos de preços e margens elevados ou então períodos de baixa e compressão de margens no mercado internacional (Bastos, 2009).

Além das eficiências técnicas no plano da planta, quatro fatores são fundamentais para a competitividade da indústria petroquímica:

(i) Acesso a insumos e mercados consumidores com custos competitivos;
(ii) Ganhos de eficiência com pesquisa e desenvolvimento (P&D);
(iii) Economias de escopo e governança;
(iv) Custos do capital.

O primeiro desses fatores está diretamente associado à localização geográfica da planta industrial. Neste caso é preciso buscar um equilíbrio logístico entre o local de obtenção de matéria-prima e os centros consumidores, buscando minimizar os custos envolvidos.

A padronização dos produtos petroquímicos de 2ª geração aumentou a competição e reduziu as margens de lucro prevalecentes no setor, levando as empresas a buscar inovações que permitam diferenciar seus produtos. Tal estratégia de diferenciação requer investimentos elevados em P&D, que naturalmente apresentam uma taxa de risco maior em função da incerteza associada à inovação. Dentro deste contexto, os processos de fusões e aquisições intensificaram-se a partir da década de 90, buscando a redução do risco e criando grandes conglomerados com atuação global.

A opção pela diferenciação da produção tornou as economias de escopo e de governança no processo produtivo de 2ª geração um fator chave para a competitividade dentro do setor, com busca contínua de redução dos custos operacionais e administrativos, respectivamente. Por fim, em virtude do grande volume de investimentos em ativos específicos e P&D, o custo do capital é um fator de competitividade relevante na indústria petroquímica.

Assim, os aspectos competitivos para as firmas de 2ª geração estão relacionados a custos de produção/escala, a identificação de oportunidades tecnológicas, além de aspectos macroeconômicos (câmbio, tributação e incentivos fiscais) (ABDI, 2009).

Por outro lado, a indústria de transformação plástica (3ª geração de produtos) é intensiva em mão-de-obra, não se destaca no tocante à propensão a economias de escala e produz bens diversificados e diferenciados. Por outro lado, este segmento é pouco intensivo em tecnologia de processo, visto que seus artefatos são produzidos quase exclusivamente a partir dos fenômenos físico-químicos ocorridos no equipamento de transformação e nos moldes, o que confere a eles uma importância fundamental na competitividade (ABDI, 2008).

A 3ª geração é vista como o elo mais frágil da cadeia petroquímica, uma vez que se trata de um segmento sem fortes barreiras à entrada no qual a maior parte das empresas é pequena ou média. Além disso, por serem essencialmente moldadoras das resinas, a inovação é dependente dos fornecedores de máquinas e moldes. Por fim, as empresas da 3ª geração sofrem pressões de custo e preço tanto do oligopólio que caracteriza seus fornecedores de resinas quanto do oligopsônio composto por seus principais clientes (segmentos automobilístico, eletroeletrônico, de bens de capital e construção civil) (ABDI, 2009).

Montenegro *et al* (1999) apontam que alguns fatores relevantes da competitividade do setor encontram-se nas chamadas vantagens estruturais de custo, fatores que impactam diretamente os custos de produção do setor: tecnologia, localização e capacidade de estocagem.

Segundo Nakano *et al* (2003), o fator tecnologia refere-se não só à produtividade do processo e à sua escala de produção, mas também à sua flexibilidade para incorporar novos avanços que contribuam para melhorar a produtividade. Quanto à localização, refere-se tanto à distância dos mercados consumidores quanto das fontes de matéria-prima. Com relação à matéria-prima, importa não somente a distância física, mas também o acesso, disponibilidade e custo, pois, devido à configuração em polos, as empresas tendem a se tornar fornecedores ou clientes cativos.

Nakano *et al.* (2003) entendem que a capacidade de estocagem é uma vantagem importante dado o comportamento cíclico do mercado, uma vez que a possibilidade de estocar o produto nas fases do ciclo favoráveis ajuda a enfrentar os ciclos desfavoráveis. Além destes fatores, a possibilidade da utilização de matérias-primas alternativas também é considerada importante fator de competitividade estratégica.

O novo ciclo internacional de investimentos no setor baseia-se na grande seletividade, busca de escala e na integração da cadeia visando à otimização de capacidade e de processos, com maior utilização do gás natural e tecnologias que promovem maior integração do refino e da petroquímica (Moreira, 2008).

1.5. DINÂMICA TECNOLÓGICA

Existe uma grande variedade de alternativas tecnológicas para responder aos desafios atuais da indústria petrolífera, que podem ser sintetizados em três fatores principais: ambientais, em particular a resposta ao aquecimento global; fatores ligados à garantia e segurança do abastecimento energético; e fatores relacionados à perspectiva de esgotamento do petróleo (UFRJ, 2006).

Neste sentido, o avanço dos requisitos ambientais, em todas as etapas do processo produtivo e na quantidade de poluentes emitidos pela queima de derivados, bem como a necessidade de se avançar sobre reservas não convencionais são os principais desafios tecnológicos impostos para a indústria petrolífera. Observam-se quatro importantes tendências em nível internacional:

a) Necessidade de processamento crescente de óleos não convencionais;[28]
b) Aumento da necessidade de processos de tratamento principalmente a base de hidrogênio (hidrotratamento), como dessulfurização e desnitrificação, dado o caráter restritivo das regulamentações ambientais;
c) Busca da competitividade (vantagens-custo) das empresas, aliada à qualidade dos seus produtos;
d) Garantia da sustentabilidade ambiental.

Há uma tendência de exploração de áreas geológicas desfavoráveis, como no Golfo do México, águas ultraprofundas[29] no Brasil, petróleo ultra-pesado na Venezuela, depósitos de areia betuminosa no Canadá e gás de xisto nos Estados Unidos, entre outros. Tal fato tem como consequência direta o aumento da complexidade dos projetos produtivos, exigindo o uso de tecnologias ainda imaturas e o subsequente gerenciamento de custos crescentes de exploração e desenvolvimento.

1.5.1. SETOR PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Considerando a baixa probabilidade de descobertas de grandes reservas de óleo, a tendência é que a produção marginal petrolífera venha de áreas pouco exploradas,

[28] A composição da oferta futura irá incorporar o petróleo não convencional (recuperação ampliada, areias petrolíferas e petróleo extrapesado) e a conversão de gás natural em combustíveis líquidos (*gas-to-liquids* - GTL), e conversão de carvão em combustíveis líquidos (*coal-to-liquids* - CTL).
[29] Lâmina d'água de 1.500 a 3.000 metros

implicando na necessidade de aprofundar o avanço em direção de novas fronteiras exploratórias de petróleo, incluindo formas de extração não convencional de óleos.

A qualidade do petróleo, principalmente sua densidade e teor de enxofre, condiciona a oferta futura de petróleo e a estrutura de refino para atender à demanda de combustíveis líquidos (Ernest & Young Terco, 2011). O Gráfico 9 mostra a evolução da produção dos tipos de petróleo em função de sua qualidade.

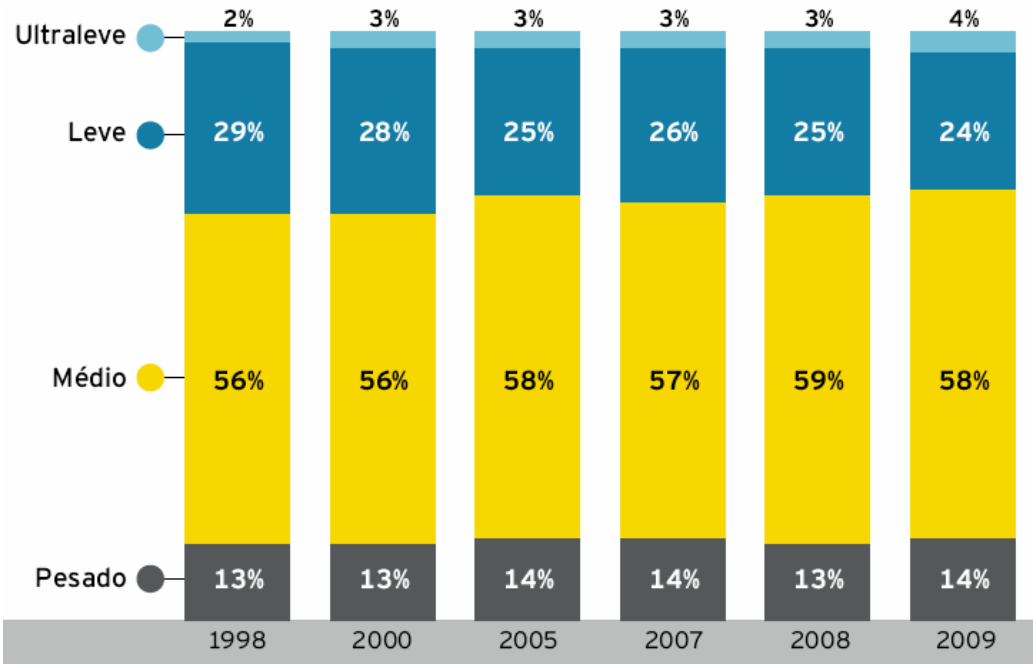

Gráfico 9: Produção mundial de petróleo por qualidade (%)
Fonte: Ernest & Young Terco, 2011

A participação na produção de petróleo leve e ultraleve apresenta uma tendência de redução. Projeta-se que o que crescimento esperado da demanda será atendido pelo aumento gradual do volume de petróleo pesado produzido. Tal situação acarreta a necessidade de aumento da capacidade de conversão nas refinarias para ampliar a oferta de derivados leves. Adiciona-se que, pelo menos no curto prazo, as fontes de petróleo não convencional apresentam custo de produção elevado (Ernest Young Terco, 2011).

Neste sentido, existe a necessidade da indústria petrolífera superar os desafios tecnológicos de incorporação e recuperação de reservas. A manutenção de preços

elevados do barril de petróleo pode favorecer a adoção e o desenvolvimento de novas tecnologias.

Novas tecnologias permitem a exploração de petróleo em águas profundas, o aproveitamento do petróleo de areias betuminosas e a exploração de gás de xisto.

Desde a década de 1990, percebe-se a introdução de inovações incrementais nos processos de prospecção e produção, por meio da utilização de novos instrumentos, computadores de alto desempenho e aplicação de técnicas avançadas de processamento de dados. Tais inovações permitiram a identificação de reservatórios de petróleo e gás natural em águas ultraprofundas no Brasil, Golfo do México e Costa da Guiné. Apesar de apresentarem custos elevados permitem a redução dos custos em outras fases de desenvolvimento dos campos (Ernest Young Terco, 2011).

Adicionalmente, a exploração e o desenvolvimento em águas ultraprofundas consolidam um novo padrão tecnológico de produção de petróleo e gás natural, que utiliza sondas de elevado desempenho, com capacidade de perfuração de até 10.000 metros de profundidade total (Ernest Young Terco, 2011).

O petróleo não convencional produzido no Canadá encontra-se sob a forma de areia betuminosa, estando disponíveis duas tecnologias de produção de betume: *mining* e *in situ*. A primeira corresponde à mineração da areia betuminosa “a céu aberto”, sendo efetiva para o caso da extração em depósitos localizados próximos a superfície.

A extração do petróleo nas areias betuminosas *in situ* emprega a tecnologia conhecida como drenagem gravitacional auxiliada por vapor (SAGD). Tal técnica consiste na injeção de vapor superaquecido para esquentar os depósitos de betume, tornando-o líquido o suficiente para ser bombeado para reservatórios de coleta na superfície. A técnica *in situ* apresenta-se eficaz para o alcance de depósitos localizados no subsolo (80% dos depósitos).

A este respeito, vale destacar o relativo avanço destas tecnologias, tendo em vista a tendência recente de redução dos seus custos médios. Terminado o processo de extração do betume da areia, por qualquer uma das duas técnicas acima comentadas, é possível adicionar hidrocarbonetos leves ao betume e processá-lo para gerar óleo sintético mais leve, chamado *syncrude*, que pode ser vendido para

qualquer refinaria. Os depósitos de betume no Canadá cobrem uma área total comparável ao tamanho da Escócia, sendo previsto que a produção de cru sintético e betume representem mais que 50% da produção do país até 2015 (Tavares, 2005).

Duas tecnologias foram cruciais para viabilizar a exploração do gás de xisto: perfuração horizontal e fraturamento hidráulico. A primeira técnica permite o aproveitamento de reservas pouco profundas espalhadas por grandes áreas geográficas, por meio da perfuração horizontal do subsolo até se alcançar as formações de xisto. Já segunda consiste no bombeamento a alta pressão nos túneis escavados de uma mistura de água, areia e produtos químicos que rompem a rocha. O impacto produzido por esse jato de alta pressão produz pequenas fissuras nas rochas, liberando o gás que é posteriormente canalizado por dutos.

Apesar dos avanços tecnológicos no processo de produção de óleos não convencionais, o preço elevado do petróleo constitui-se ainda uma variável central e restrição importante para viabilizar a produção. Note-se também a dependência em relação ao gás natural, pois o processo de separação do betume e o processamento do óleo sintético demandam, além de água, grandes quantidades de gás natural, configurando uma relação de dependência ao preço do gás. Por fim, a deterioração das condições ambientais assume considerável relevância, pois a produção e o processamento de óleos não convencionais ocasionam efeitos deletérios em relação à poluição do ar, desperdício de água, e devastação das superfícies (Kupfer, 2010).

Por fim, outra forma de crescimento das reservas é por meio do avanço tecnológico no processo de recuperação do petróleo existente, hoje limitado a cerca de 35% do volume presente nos campos.

Em suma, a qualidade do petróleo mundial vem se deteriorado paulatinamente. Se por um lado a matéria-prima se torna mais pesada e com teor de enxofre mais elevado, por outro lado, a demanda por derivados leves/médios[30] com teores de enxofre reduzidos vem aumentando. O aumento das restrições força a indústria do petrolífera a investir em unidades de refino mais complexas para atender as novas especificações (Tavares, 2005).

[30] Gasolina e diesel

Por isso, o processamento do fundo de barril[31] é considerado o estágio central das operações de refino, sendo que um destes processos é o FCC.. A utilização das unidades FCC é um processo importante para o refino, tanto no foco econômico quanto no foco ambiental, visto utiliza como carga os gasóleos pesados de petróleo, provenientes da destilação a vácuo e, a partir de um processo de catálise. Existe um número crescente de unidades em construção no mundo destinadas ao processamento de resíduos (Corradi, 2008).

A quantidade de processos de refino era pequena e de pouca complexidade, mas com o passar do tempo novas tecnologias foram incorporadas visando melhorar o rendimento da conversão das frações de petróleo, bem como alcançar níveis mais elevados de qualidade dos derivados e reduzir a geração de resíduos. Os principais desafios apontados para a atividade de refino decorrem da deterioração da qualidade do cru processado e do perfil de produção de derivados necessário para o bom equacionamento do mercado.

Com a expectativa de elevação do preço do barril do petróleo e o aumento da importância dos óleos não-convencionais no cenário mundial, observa-se também um intenso esforço tecnológico para melhorar a sua conversão. Destaque-se que o aproveitamento economicamente viável dos óleos não convencionais só será possível com o aprimoramento de processos físicos e químicos que purificam esse petróleo de baixa qualidade.

A dificuldade de adequação da oferta à demanda na indústria do refino deve-se a flexibilidade de uma refinaria é limitada, visto que uma vez construída a utilização de óleos com características diferentes das quais a mesma foi projetada implica em custos significativos (MASSERON, 1990).

1.5.2. SETOR PETROQUÍMICO

Atualmente a cadeia petroquímica mundial apresenta como cenário o elevado patamar de preço das matérias primas, afetando principalmente a rota baseada em nafta, e o deslocamento do principal mercado consumidor de produtos petroquímicos para a China, direcionando o fluxo de investimentos em expansão da

[31] Os processos de fundo de barril têm como objetivo utilizar algumas frações mais pesadas do petróleo e com seu processamento conseguir produtos com maior valor agregado e de maior utilidade para mercado consumidor nacional (Corradi, 2008).

capacidade para o Oriente Médio e Ásia. Entre os fatores que influenciam a elevação dos preços, têm-se a instabilidade geopolítica, que afeta diretamente o preço do petróleo, e desastres naturais, que reduziram a produção no Golfo do México e o crescimento da economia mundial (IPT, 2008).

A indústria petroquímica é considerada uma indústria madura e se encontra em uma fase especifica onde predominam as inovações incrementais de processo. As inovações em produtos continuam existindo, com melhorias cumulativas de qualidade e produtividade (Santos, 2006).

As inovações tecnológicas da indústria petroquímica ocorrem em geral nas empresas da 2ª geração. As empresas da 2ª geração são intensivas em escala e em capital e apresentam elevados investimentos em P&D e tendem a se instalar próximas às empresas da 1ª geração.

Como tecnologias tradicionais, destacam-se os processos de craqueamento a vapor, conhecido como *steam craking*, e o processo de craqueamento catalítico fluido (FCC).

Tecnologias para o pré-tratamento do cru promovem uma melhora de qualidade do óleo antes mesmo que ele seja processado em uma refinaria, facilitando a obtenção de derivados mais leves. Da mesma forma, tecnologias para ampliar a conversão de gasóleos em petroquímicos são direcionadas a variações do FCC convencional (voltado para a produção de combustíveis), conhecidas como FCC petroquímico. Tal fato deve-se ao aumento da demanda por eteno e propeno. (Santos, 2006).

Pode-se citar como tecnologias emergentes: FCC petroquímico, *methanol to olefins* (MTO), acoplamento oxidativo de metano, metátese e *methanol to propylene* (MTP) (Pereira *et al*, 2007).

Além do processo de craqueamento da nafta e a separação do etano e propano do gás natural, tem-se, atualmente, a tecnologia de conversão do gás natural em olefinas, conhecida como GTO (*Gas to Olefins*). Nela, primeiramente é feita a conversão do gás natural em metanol e, posteriormente, a conversão do metanol em olefinas, principalmente eteno, propeno e buteno. O processo específico a partir do metanol é conhecido como MTO (*Methanol to Olefins*), e inclui o processo MTP (*Methanol to Propylene*).

Desde a década de 1970, o consumo energético específico do processo de produção de eteno diminuiu quase pela metade, graças a avanços tecnológicos como uma maior recuperação de calor dos vários efluentes do processo, uso integrado de super-aquecedores do vapor, emprego de máquinas rotativas de maior rendimento, bombas de calor e esquemas de refrigeração em múltiplos estágios e utilização dos gases efluentes de turbinas a gás como ar de combustão no reator de pirólise. Só esta última técnica tem produzido reduções no consumo energético total das plantas entre 10 e 20%. O emprego destas tecnologias pode propiciar em média, cerca de 20% de economia na seção de pirólise e mais 15% nas seções de compressão e separação (IEA, 2007).

Apesar do polietileno ser o polímero de maior produção, o polipropileno vem apresentando as maiores taxas de crescimento, sendo obtido pela polimerização do propeno. Para a complementação da produção do propeno existem rotas alternativas, como o processo de metátese do eteno com o 2-buteno ou pelo processo MTO.

Percebe-se que as regulamentações governamentais em relação à qualidade dos derivados e a tentativa de redução da dependência dos combustíveis fósseis fizeram com que os refinadores enxergassem uma oportunidade de negócios nos produtos petroquímicos derivados do FCC (Santos, 2006).

2. QUADRO NACIONAL

2.1. SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

2.1.1. PRODUÇÃO, CONSUMO E COMÉRCIO

O Brasil possui 29 bacias sedimentares, que ocupam uma área de 4.650.000 km², na parte terrestre, e 2.570.000 km², no mar, até o limite do mar territorial. Dentre estas bacias, oito são produtoras de petróleo e gás natural. A distribuição das reservas brasileiras é assimétrica, visto que a Bacia de Campos detém 80% das reservas nacionais. No caso brasileiro, a atividade necessita de licença específica de

exploração, que é obtida por meio de rodadas de licitações promovidas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), órgão responsável pela regulação da atividade.

2.1.1.1. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

O petróleo brasileiro é tipicamente originado por óleo pesado, que quando fracionado nas refinarias produz em maior proporção nafta, gasolina e óleo combustível e, em menor proporção, óleo diesel.

O Brasil apresenta produção de petróleo suficiente para atender as demandas atuais e futuras (Gráfico 7).

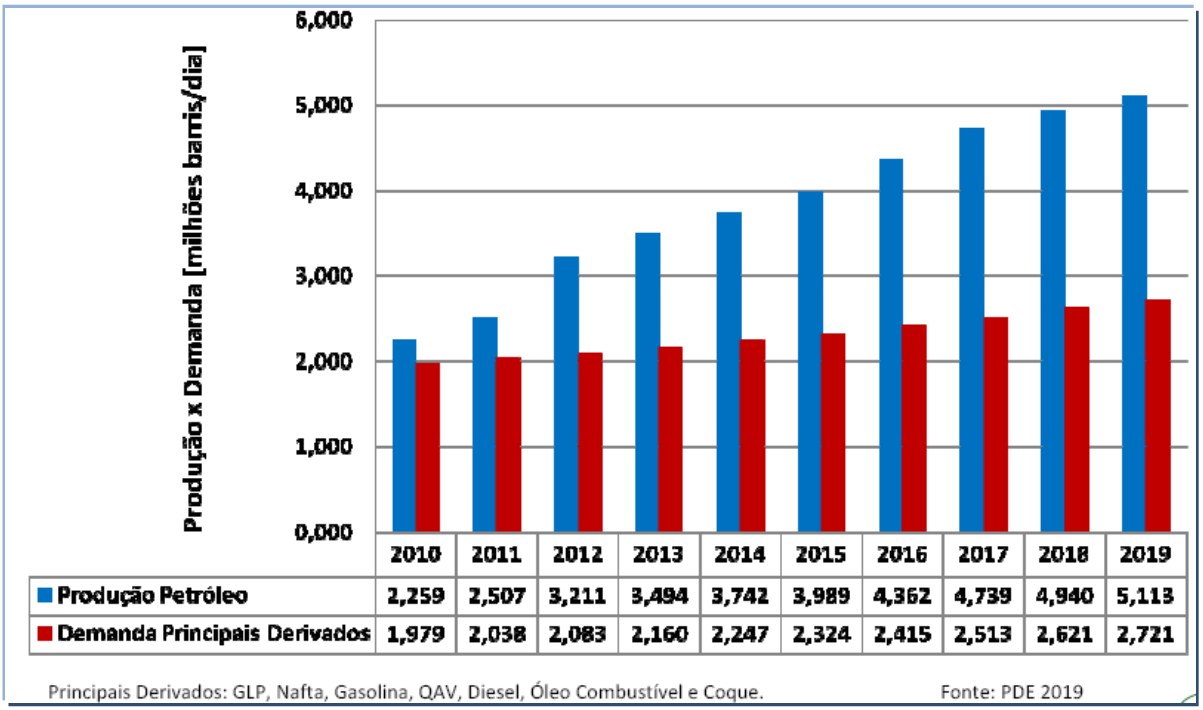

Gráfico 7: Brasil: Projeção da Produção de Petróleo x Demanda por derivados(milhões de barris/dia)
Fonte: PDE 2019

Tal fato não elimina a necessidade de importação do produto, visto que não se consegue suprir plenamente a demanda de alguns derivados devido às características do petróleo extraído no país. Especificamente, para suprir a demanda de diesel, o país ainda depende da importação de petróleo.

Outro ponto importante que influencia diretamente a capacidade sustentada de produção de petróleo é o custo de extração, que está diretamente associado à qualidade do óleo cru, à localização geográfica do campo e a ser grau de desenvolvimento. Adicionalmente, é preciso destacar que a cadeia produtiva de petróleo e gás apresenta custos crescentes associados à exploração e produção em alto-mar, em profundidades cada vez maiores.

Segundo a ANP (2012), o Brasil importou em 2011 121,1 milhões de barris de petróleo, volume 2% menor do que em 2010. Nos últimos dez anos, a importação reduziu-se a uma taxa média de 1,5% ao ano. A África foi a principal fornecedora, com 77,4 milhões de barris (63,9% do petróleo importado). Em seguida, veio o Oriente Médio, com participação de 34,2 milhões de barris (28,9%). A Nigéria (55,5%) é a principal origem do petróleo importado.

A exportação brasileira de petróleo atingiu 220,6 milhões de barris em 2011, representando uma queda de 4,3% em relação ao ano anterior. Por outro lado, a receita gerada foi de US$ 21,8 bilhões, 33,7% a mais que em 2010, em decorrência a alta do preço do barril de petróleo. O principal destino das exportações foi a região Ásia-Pacífico, que importou 67,3 milhões de barris (30,5% do volume total exportado pelo Brasil), com destaque para a China (22,6%) (ANP, 2012).

Segundo a ANP (2011), o Brasil, com uma produção de 14,4 bilhões m³, ocupou apenas a 35ª posição entre os maiores produtores mundiais de gás natural. Os Estados Unidos produziram o maior volume registrado em 2010 (19,1% do total), seguidos da Rússia (18,4%) e do Canadá (5%).

Com relação à importação de gás natural, ela é proveniente quase totalmente da Bolívia (98%), enquanto que os outros 2% são originários da Argentina. Por outro lado, o Brasil não realiza exportações de gás natural. No período 2000-2010, a produção local cresceu a uma taxa de 5% ao ano[32]. Ao mesmo tempo, as importações da Bolívia aumentaram a uma taxa de 16% ao ano (IBP, 2012).

[32] Conforme apresentado na Tabela 4.

2.1.1.2. REFINO

Segundo a ANP (2012), em 2010 as 16 refinarias nacionais possuíam uma capacidade instalada de 336,4 mil m³/dia. A Petrobrás controla 12 destas refinarias, que responderam por 98% da capacidade total[33]. A Replan (SP) é a maior refinaria brasileira, com capacidade instalada de 66 mil m³/dia ou 19,6% do total nacional.

No ano de 2011, 1,87 milhões de barris/dia de petróleo (681,1 milhões de barris no ano) foram processados pelo parque de refino nacional. Do total processado, 79,1% eram de origem nacional e 19,1% importados. O restante (outras cargas) inclui resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados que são reprocessados nas unidades de destilação atmosféricas juntamente com as cargas de petróleo e condensado.

O Gráfico 10 fornece o volume do petróleo refinado e capacidade de refino das refinarias em 2010.

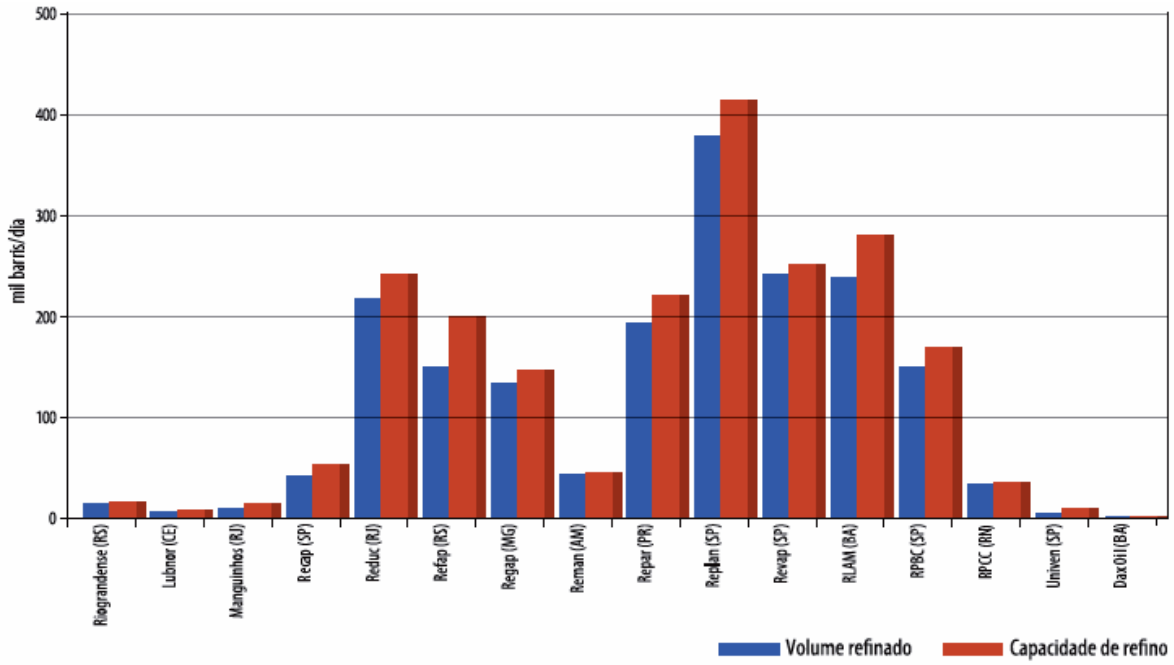

Gráfico 10: Volume do petróleo refinado e capacidade de refino, segundo refinarias, 2011(mil barris/dia)
Fonte: ANP, 2012

Segundo a ANP (2012), as refinarias brasileiras possuíam uma capacidade de armazenamento de 5,23 milhões m³ de petróleo e 11,2 milhões m³ de derivados de

[33]As quatro refinarias privadas eram Manguinhos (RJ), Riograndense (RS), Univen (SP) e DaxOil (BA).

petróleo, intermediários e etanol, sendo que da capacidade total de armazenamento de petróleo, 3,2 milhões m³ (60,6%) se situavam na Região Sudeste, dos quais 1,7 milhões m³ (32,8%) no Estado de São Paulo.

A Tabela 5 fornece a capacidade de armazenamento das refinarias nacionais.

Refinarias (unidade da Federação)	Capacidade de armazenamento	
	Petróleo (m³)	Derivados de petróleo, intermediários e álcool (m³)
Total	**5.229.564**	**11.198.371**
Replan (SP)	920.205	2.292.509
RLAM (BA)	956.258	853.829
Revap (SP)	330.730	1.858.465
Reduc (RJ)	1.124.000	2.427.001
Repar (PR)	371.301	854.504
Refap (RS)	433.959	853.116
RPBC (SP)	392.457	894.166
Regap (MG)	199.116	399.631
Recap (SP)	69.017	255.942
Reman (AM)	125.452	251.234
RPCC (RN)	-	15.705
Riograndense (RS)	126.739	74.928
Manguinhos (RJ)	133.147	81.841
Lubnor (CE)	45.825	76.725
Univen (SP)	808	6.474
Dax Oil (BA)	550	2.301

Tabela 5: Capacidade de armazenamento das refinarias (2011) - m³
Fonte: ANP, 2012

O processamento de gás natural foi realizado por 36 unidades que possuem juntas capacidade nominal de 73,8 milhões m³/dia. O volume total processado em 2010 foi de 15,6 bilhões m³ ou 42,7 milhões m³/dia, o que significa uma capacidade ociosa de 42,2%. Entretanto, 2010 apresentou um crescimento de 10,1% no processamento de gás natural (ANP, 2011).

O Gráfico 11 apresenta informações sobre a capacidade nominal de processamento e o volume processado de gás em 2010.

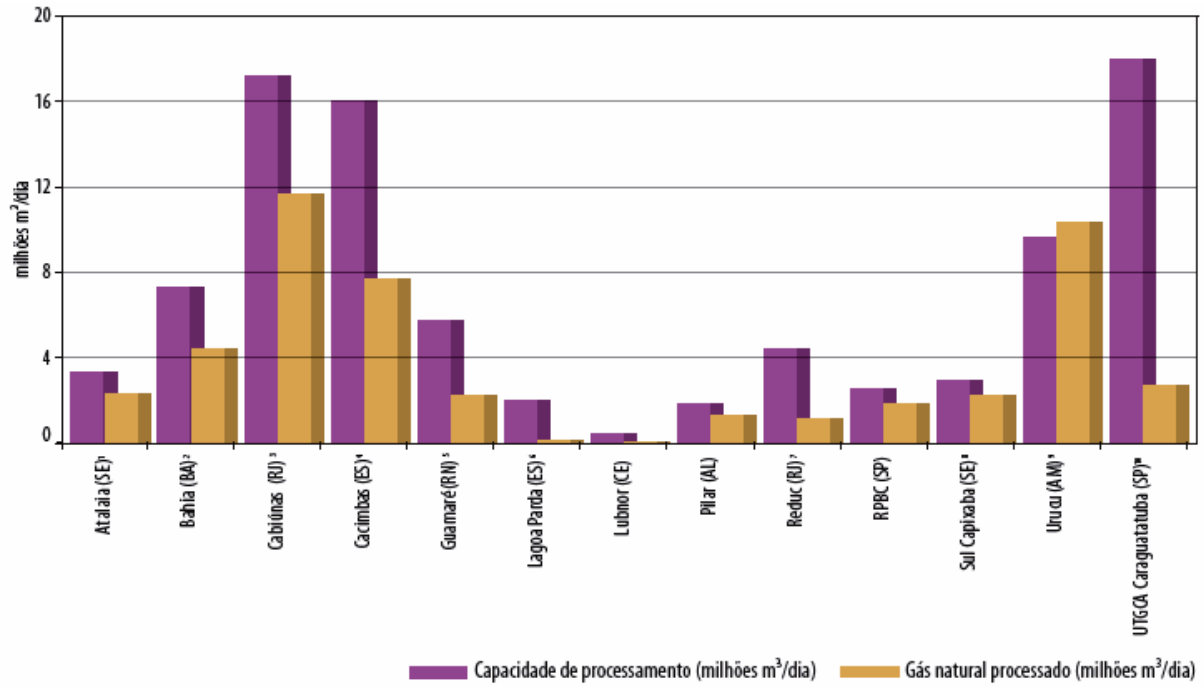

Gráfico 11: Volume de gás natural processado e capacidade de processamento, segundo UPGNs – 2011
Fonte: ANP, 2012

O processamento de gás natural produziu 2,4 milhões m³ de GLP, 852,5 mil m³ de C_5+ (gasolina natural), 304,3 milhões m^3 de etano, 331,1 milhões m^3 de propano e 15,9 bilhões m³ de gás seco (ANP, 2012).

A produção brasileira de derivados de petróleo em 2011 atingiu 113 milhões de m³, 2,4% superior a 2010. Deste volume, 110,17 milhões m³ (98,9%) foram produzidos em refinarias (ANP, 2012).

A Tabela 6 apresenta a evolução da produção de derivados de petróleos energéticos e não energéticos. Observa-se que os derivados energéticos representam 85% do total produzido (96 milhões m³) em 2011. Já a produção dos não energéticos atingiu nesse mesmo ano 17 milhões m³ (15,2%). Entre os derivados produzidos no Brasil, o óleo diesel teve participação de 42,5 milhões m³ (37,6%) e a gasolina A, de 24,4 milhões m³ (21,6%). Entre os derivados não energéticos, destacou-se a nafta, responsável por 5,7% da produção total de derivados e 37,43% da produção de não energéticos (ANP, 2012).

Derivados de petróleo	Produção (m³)										11/10 %
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Total	**97.053.038**	**97.559.414**	**103.158.597**	**104.386.596**	**106.283.719**	**108.512.061**	**108.163.740**	**109.747.303**	**110.394.462**	**113.003.867**	**2,36**
Energéticos	**82.116.858**	**82.518.464**	**88.051.064**	**88.926.681**	**89.927.982**	**91.387.954**	**91.420.807**	**92.428.177**	**93.120.987**	**96.034.366**	**3,13**
Gasolina A	19.406.616	18.536.773	18.582.826	19.979.562	21.330.106	21.598.969	21.041.901	20.874.989	23.067.253	24.438.510	5,94
Gasolina de aviação	71.202	71.731	79.829	70.199	64.598	62.159	67.966	52.746	90.104	57.537	-36,14
GLP[1]	9.089.532	9.627.820	9.986.520	10.728.055	10.289.227	10.431.558	10.233.783	10.008.677	9.698.813	9.921.635	2,30
Óleo combustível[1,3]	16.359.592	15.684.652	16.497.346	15.075.499	15.112.402	15.389.837	14.704.434	14.053.755	13.883.271	13.227.130	-4,73
Óleo diesel[3]	33.209.148	34.382.201	38.501.966	38.743.022	39.111.322	39.572.842	41.134.038	42.898.619	41.429.263	42.530.305	2,66
QAV	3.625.255	3.792.358	4.142.460	4.150.003	3.823.671	4.102.676	3.871.687	4.380.983	4.664.552	5.395.177	15,66
Querosene iluminante	227.275	193.138	112.858	50.107	37.691	24.969	23.158	19.707	25.457	31.012	21,82
Outros[4]	128.237	229.790	147.259	130.235	158.964	204.944	343.840	138.701	262.275	433.060	65,12
Não energéticos	**14.936.180**	**15.040.950**	**15.107.533**	**15.459.915**	**16.355.738**	**17.124.106**	**16.742.933**	**17.319.126**	**17.273.475**	**16.969.501**	**-1,76**
Asfalto	1.664.213	1.135.327	1.415.212	1.419.621	1.864.970	1.680.039	2.125.959	2.089.926	2.767.281	2.464.544	-10,94
Coque[5]	1.817.122	1.781.203	1.738.899	2.394.882	2.372.802	2.563.296	2.811.485	3.084.025	3.056.971	3.756.284	22,88
Nafta[6]	8.793.587	8.952.160	8.743.655	8.498.006	8.626.248	9.244.639	8.134.049	8.402.282	7.311.298	6.346.782	-13,19
Óleo lubrificante	803.985	807.086	759.667	801.741	785.804	645.053	756.200	593.794	603.154	602.520	-0,11
Parafina	136.311	132.619	143.729	140.457	134.417	129.638	130.069	105.594	94.196	100.291	6,47
Solvente	685.329	990.771	1.080.176	813.331	612.561	579.688	478.709	460.956	508.705	375.991	-26,09
Outros[7]	1.035.634	1.241.785	1.226.196	1.391.877	1.958.935	2.281.754	2.306.463	2.582.549	2.931.870	3.323.090	13,34

Tabela 6: Produção de derivados de petróleo energéticos e não energéticos (2002-2011) - m³
Fonte: ANP, 2012

Há uma concentração de refinarias nas Regiões Sul e Sudeste, 87% do total ofertado de derivados energéticos, enquanto a Região Centro-Oeste é totalmente dependente da oferta de produtos das demais regiões.

2.1.1.3. TRANSPORTE, ARMAZENAMENTO E DISTRIBUIÇÃO

A rede de transporte do petróleo e gás natural realiza o deslocamento dos produtos das áreas de produção até as refinarias, como também dos produtos derivados do refino para os mercados consumidores. Os meios de transporte mais utilizados pela indústria petrolífera são os navios petroleiros, dutos e terminais marítimos (Kimura, 2005).

Em 2011, o Brasil possuía 586 dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos, totalizando 19,7 mil km de extensão. Os traçados dos dutos encontram-se ilustrados nas Figuras 6 e 7.

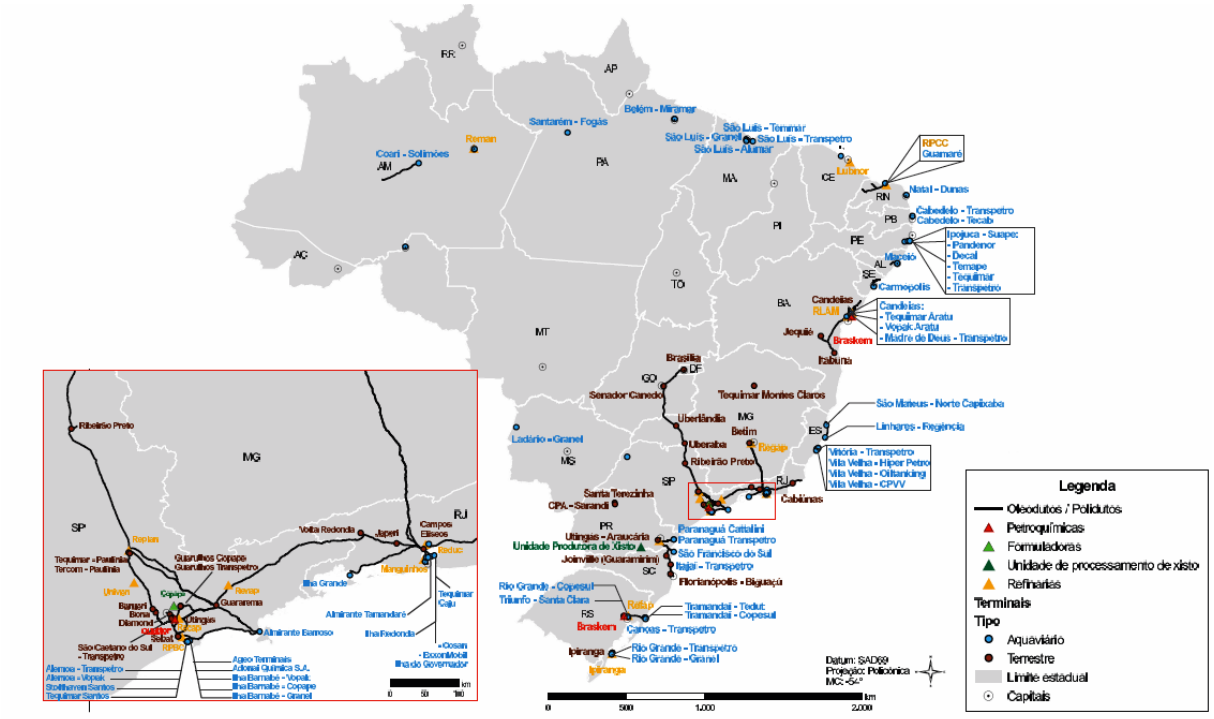

Figura 6: Infraestrutura de produção e movimentação de petróleo e derivados – 2011
Fonte: ANP, 2012

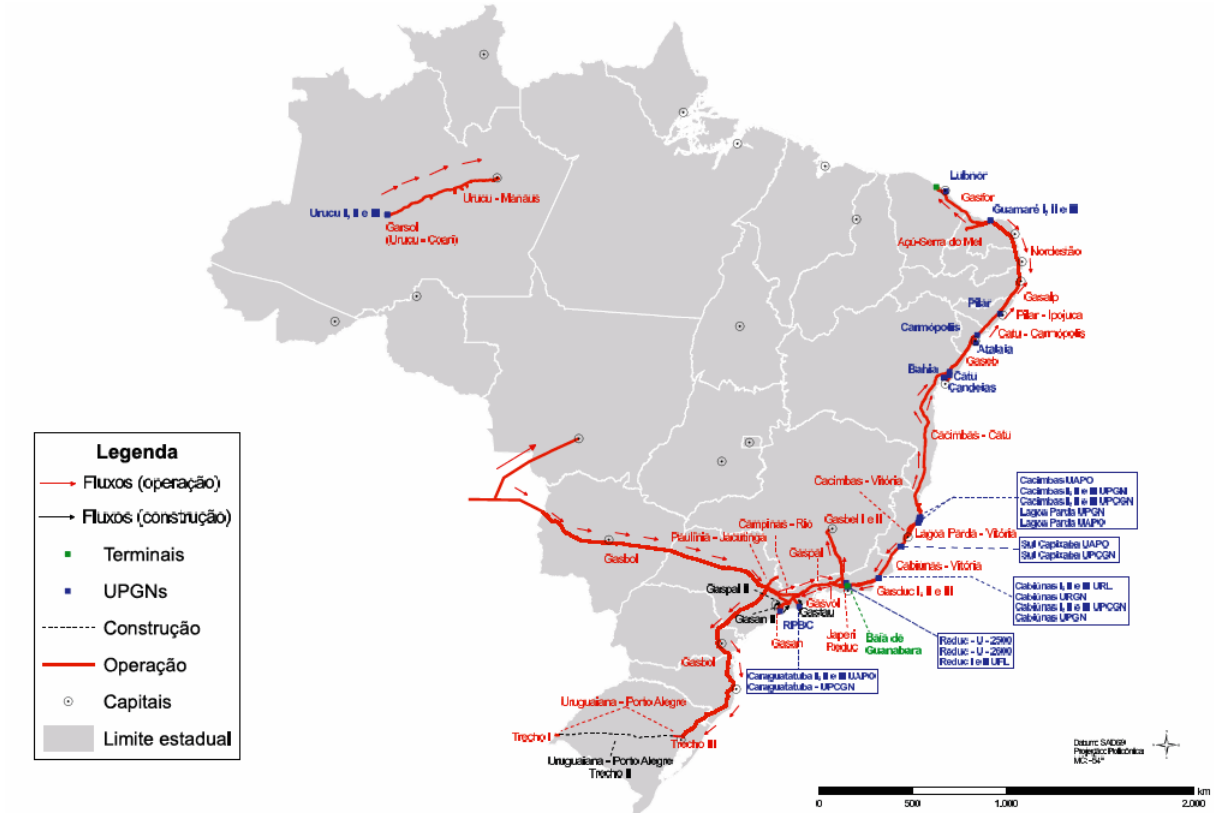

Figura 7: Infraestrutura de produção e movimentação de gás natural – 2010
Fonte: ANP, 2011

Ao fim de 2011, havia no Brasil 329 bases de distribuição de combustíveis líquidos autorizadas pela ANP. A capacidade nominal de armazenamento desta infraestrutura era de 3,9 milhões m³, sendo que 3 milhões m³ (77,4%) se destinaram aos derivados de petróleo (exceto GLP) e se distribuíram pelas regiões nos seguintes percentuais: Norte (14,4%), Nordeste (20,3%), Sudeste (41,5%), Sul (16,9%) e Centro-Oeste (6,8%) (ANP, 2012).

Já o segmento de distribuição de combustíveis possui aproximadamente 250 distribuidoras de combustível, 570 revendedoras retalhistas e 31.979 postos revendedores. Mesmo com a entrada de novas empresas no segmento, ainda há uma grande concentração no mercado dos principais derivados.

A indústria petrolífera nacional apresenta algumas particularidades em seu sistema de distribuição, como o uso incipiente de dutos para escoamento da produção de derivados e a utilização intensa de bases de distribuição para a internalização do produto (Soares et al, 2003). Destaque-se que o sistema distribuição atual não é eficiente, pois o país apresenta carências nos diferentes modais de transporte.

2.1.2. SETOR PETROQUÍMICO

No Brasil, a maior parte do parque produtivo foi constituída à base de nafta, em função da baixa disponibilidade de gás natural no momento de implantação da indústria. Tal fato é preocupante para o país no contexto mundial, em decorrência da previsão de escassez deste produto, devido tanto à deterioração da qualidade dos óleos processados quanto ao crescimento da demanda por petroquímicos básicos no mercado internacional. Adicionalmente, o preço dos derivados está estreitamente associado ao preço do barril de petróleo (Santos, 2006).

A utilização de fontes alternativas de suprimento, como o condensado de gás natural e de campos produtores de petróleo e as correntes residuais de gás de refinaria, tem baixa participação na matriz brasileira de suprimentos, devido tanto à limitada quantidade disponível quanto à pequena diversidade de produtos que podem ser disponibilizados. A Figura 8 mostra a estrutura da indústria petroquímica brasileira, as principais empresas e os principais produtos produzidos.

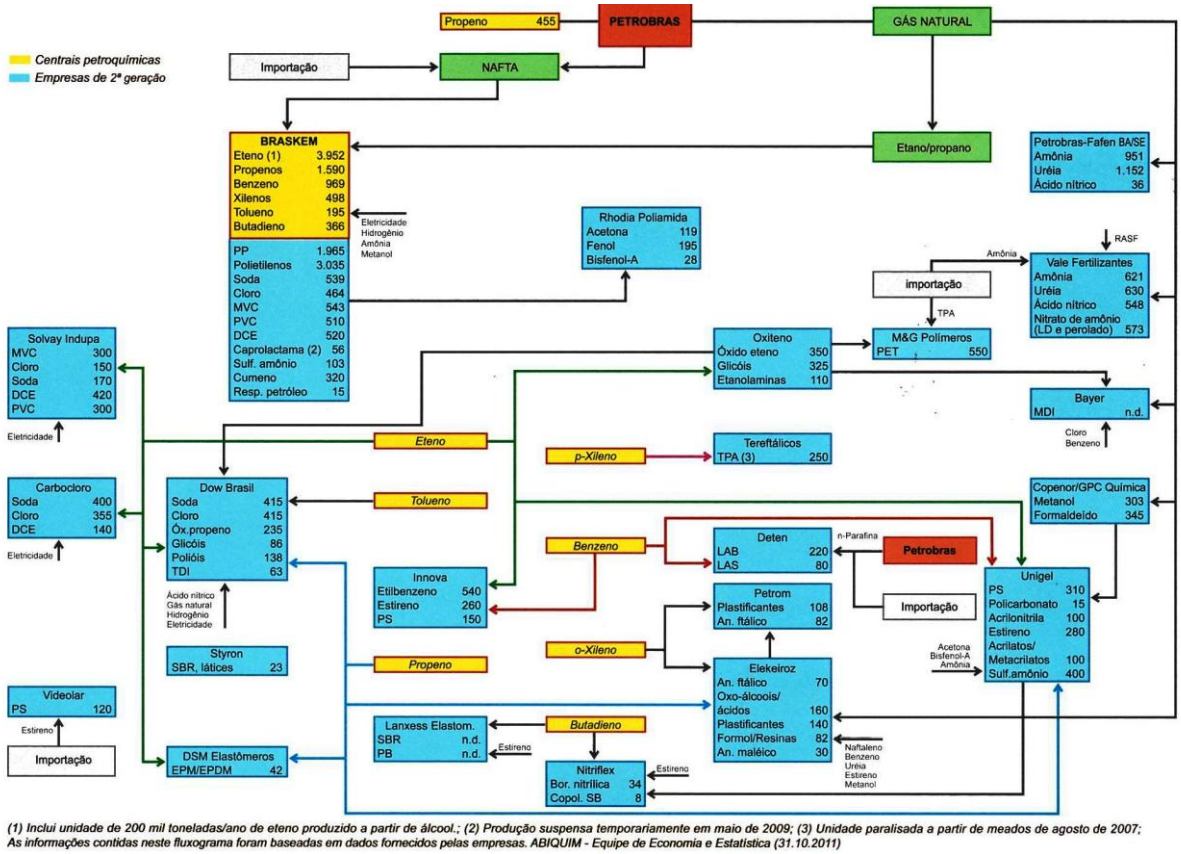

Figura 8: Estrutura da Indústria Petroquímica Brasileira (em 1000 toneladas/ano)
Fonte: Abiquim, 2011

Atualmente, no Brasil, existem quatro grandes empresas na primeira geração do setor, Braskem, Copesul, PQU e Riopol, cinquenta na segunda geração e cerca de seis mil empresas na terceira geração fazendo a conversão dos materiais em bens de consumo.

Um aspecto importante do setor petroquímico é a distribuição assimétrica dos *players* nacionais e estrangeiros conforme o tipo de atividade predominante. As empresas nacionais mais relevantes concentram-se na fabricação de resinas termoplásticas e no estágio a montante da cadeia, as centrais de matérias primas.

Em geral, as empresas nacionais nas demais categorias têm porte pequeno quando comparado ao dos fabricantes de resinas e às centrais. Percebe-se que as empresas de capital estrangeiro têm participação predominante quando são consideradas as empresas multidivisionais e a química fina/especialidades, que exigem maior domínio de tecnologia de produto e processo. Nestas atividades o porte das empresas nacionais é significativamente inferior ao das estrangeiras líderes.

2.2. ESTRUTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

2.2.1. SETOR PETROLEO E GÁS NATURAL

A atividade petrolífera brasileira é marcada pela presença da Petrobrás, que detém parcela significativa do mercado brasileiro em todas as atividades do setor. É a maior empresa de exploração e produção brasileira, sendo responsável pela estruturação da indústria de petróleo e gás natural no país. Até 1997, deteve o monopólio do setor.

A Lei 9.478, também conhecida como “Lei do Petróleo”, dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio de petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo (ANP). Retirou também o monopólio da Petrobrás, autorizando outras empresas a atuarem nas atividades de exploração e refino. A partir de então, qualquer empresa, independente da origem do seu capital, poderia realizar atividades de exploração, produção, transporte, refino, importação e exportação de petróleo. A abertura total do mercado se concretizou em 2002, quando as distribuidoras se beneficiaram também da flexibilização da importação de derivados de petróleo.

A criação da ANP como órgão regulador da indústria do petróleo, vinculada ao Ministério das Minas e Energia e submetida ao regime autárquico especial, foi um marco importante no sistema regulatório brasileiro. A ANP tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo. Entre as variadas atribuições da ANP, destacam-se:

- Autorizar e fiscalizar desde o processo de refinamento até a distribuição, importação e exportação do petróleo, gás natural e do biocombustível;
- Promover estudos para exploração e produção do gás natural e do petróleo;
- Calcular valor de *royalties* a serem pagos a estados e municípios;
- Estabelecer especificações técnicas sobre seus produtos;
- Monitorar a qualidade e a evolução dos preços.

A ANP é a responsável pela elaboração de editais para a realização dos leilões de blocos das bacias sedimentares brasileiras. As atividades no *upstream* passaram, com a flexibilização do setor, a ser exercidas por meio de contratos de concessão

entre o órgão regulador e os concessionários. A relação contratual implica para o concessionário a obrigação de explorar, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, depois de extraídos, com encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes (Campos, 1998).

Em 2011, 736 áreas estavam sob concessão: 324 blocos na fase de exploração, 80 campos em desenvolvimento da produção e 332 campos na etapa de produção. (ANP, 2012)

Mudanças relevantes ocorreram também a *downstream* na cadeia produtiva, a saber:

i) Alteração da estrutura de formação dos preços dos derivados nas refinarias;
ii) Extinção do mecanismo de equalização de preços ao consumidor no território nacional;
iii) Introdução do livre acesso a oleodutos, tanques e terminais.

Com a reforma da política energética brasileira, o setor de petróleo experimentou novo formato a partir da presença de outras empresas, com ampliação da participação do setor privado. Entretanto, ainda não há uma concorrência significativa nas atividades de exploração e produção, pois demanda altos investimentos com elevado risco, não atraindo muitos investidores.

Por outro lado, a abertura do mercado brasileiro atraiu outras empresas, promovendo o aumento da concorrência na atividade de distribuição e comercialização de derivados de petróleo.

O Gráfico 12 mostra a evolução da participação do setor de petróleo e gás natural no produto interno bruto (PIB). Observa-se o crescimento de 8% da participação relativa do setor entre 1990 e 2010, com perspectiva de aumento desta participação na próxima década.

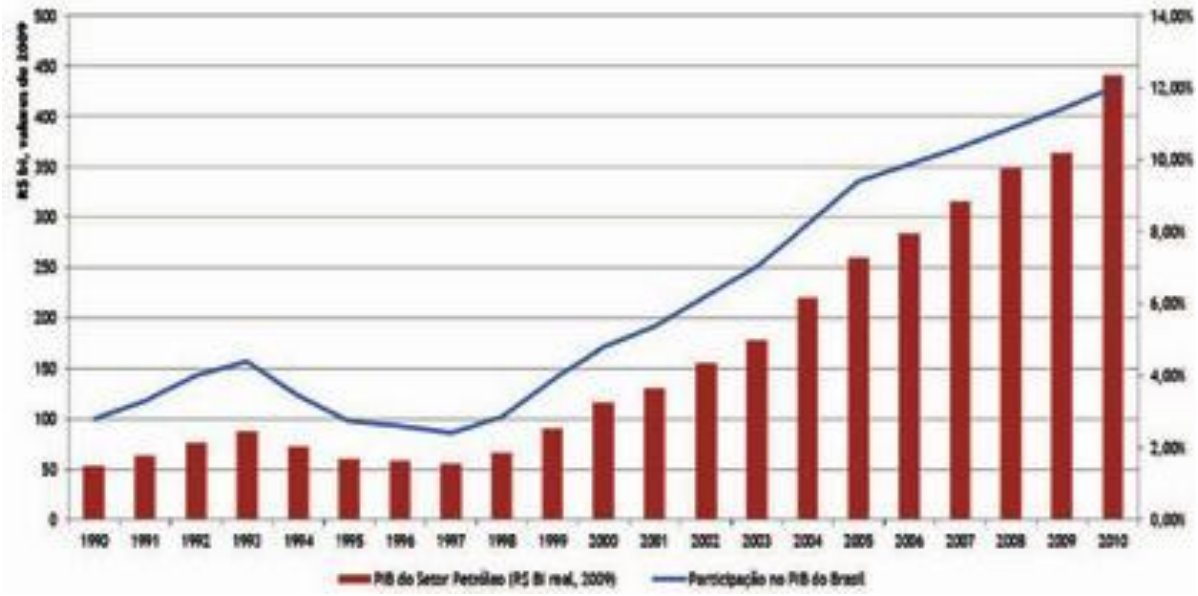

Gráfico 12: Evolução da Participação do Setor de Petróleo e Gás Natural no PIB brasileiro
Fonte: IBP, 2012

O Gráfico 13 mostra o número de empregos diretos gerados pela indústria brasileira de petróleo e gás natural. Percebe-se a duplicação do indicador que passou de 200 mil empregos diretos em 1990 para 400 mil em 2010.

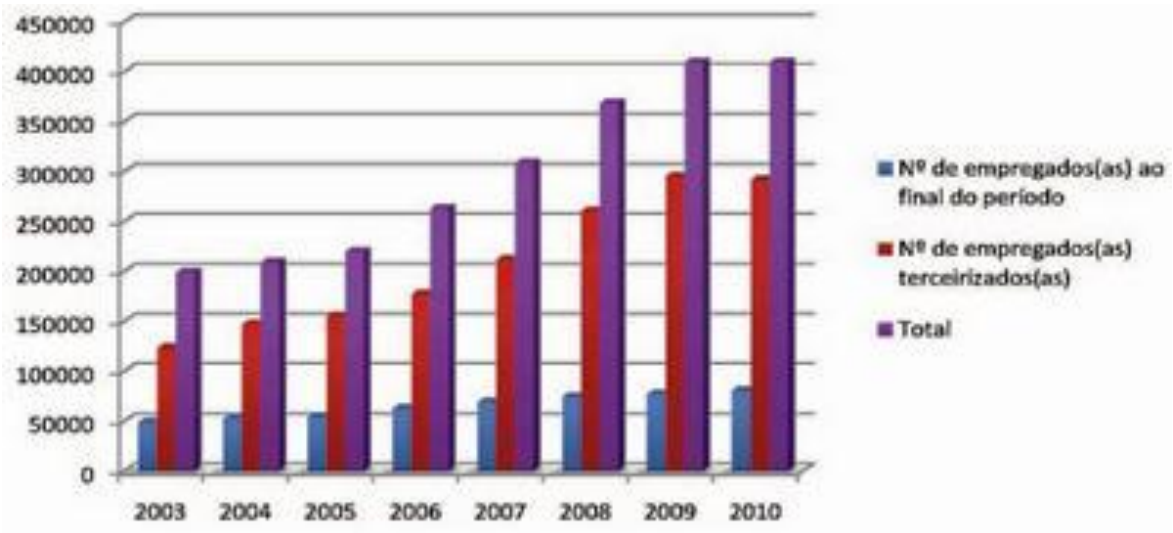

Gráfico 13: Evolução dos empregos diretos na Indústria de Petróleo e Gás Natural no Brasil
Fonte: IBP, 2012

O gás natural deve tornar-se mais relevante na oferta de energia no Brasil ao longo tempo. Em geral, associado à produção de petróleo, sua utilização será ampliada com a entrada em operação dos campos do pré-sal e a expansão das redes de distribuição do produto. Parte do gás associado ao petróleo não é aproveitada,

sendo queimada, por falta de infraestrutura de escoamento. Observa-se que a regulação da ANP estabelece um limite para queima, que não pode exceder 3% da produção. Tal fato, prioriza a implantação de infraestrutura de escoamento do gás natural nos sistemas de produção do pré-sal (Ernest & Young Terco, 2011).

Até 1995, o mercado de gás natural possuía uma única empresa (Petrobras) operando em toda a cadeia do gás. Desde então, as Emendas Constitucionais nº 5 e 9 transferiram aos Estados o controle da atividade de exploração, que pode ser feita de forma direta ou mediante concessão dos serviços locais de gás canalizado. Tal fato, permitiu a entrada de empresas privadas na geração de energia e na importação, exportação e transporte de gás natural(Guedes *et al*., 2011).

Apesar do monopólio legal da Petrobras ter sido eliminado, ele ainda ocorre a montante na cadeia produtiva, na produção e no transporte. A empresa detém a maioria das concessões de explorações de campos existentes e a totalidade da infraestrutura de gasodutos entre os campos de exploração e os mercados consumidores. Adicionalmente, a Petrobras detém 51% de participação na TBG, empresa controladora do gasoduto Brasil-Bolívia (Guedes *et al*., 2011).

Ou seja, é a única companhia a operar na exploração e transporte de gás natural para comercialização, sozinha ou em parceria com a iniciativa privada e ainda possui forte participação em diversas empresas de distribuição do produto aos consumidores finais (Guedes *et. al*., 2011).

A regulamentação da Lei 11.902 (Lei do Gás) em 2010 criou um novo marco regulatório que irá contribuir para atrair investidores privados para a construção e ampliação da rede nacional dutos em virtude do aumento da segurança jurídica. A lei prevê o regime de concessão para os novos dutos, bem como o regime de autorização (que dispensa licitação). Além disso, a nova legislação dispõe sobre transporte, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural (Ernest & Young Terco, 2011).

2.2.2. SETOR PETROQUÍMICO

Implantada há cerca de três décadas por meio de políticas públicas ativas com forte intervenção estatal na produção/importação de matérias-primas e participação direta nas empresas, o setor petroquímico brasileiro possui um parque fabril moderno com

capacidade de suprir boa parte dos produtos plásticos demandados no país (Bastos, 2009). O governo federal planejou e incentivou a formação das empresas ao implantar um modelo que combinava três elementos (denominado tripartite): o capital privado nacional, o capital estrangeiro através do aporte de tecnologia e o capital público.

Na construção do parque petroquímico brasileiro, além do Estado (via Petroquisa) foram mobilizados vários grupos econômicos nacionais e estrangeiros. O modelo geral previa que as plantas de 2ª geração seriam construídas com aportes iguais de grupos privados nacionais e estrangeiros, e do Estado. Por sua vez, a construção das centrais (1ª geração) foi liderada pelo Estado, mas com participações das firmas de 2ª geração.

O setor petroquímico brasileiro encontra-se distribuído em três polos principais. São eles:

- Polo de Camaçari, localizado no Estado da Bahia;
- Polo de São Paulo, localizado em Capuava, no Estado de São Paulo; e
- Polo de Triunfo, no Estado do Rio Grande do Sul.

Os três polos utilizam nafta, produzida pela Petrobras (cerca de 70%) ou importada de fabricantes de produtos de primeira geração.

Um quarto polo petroquímico existe em Duque de Caxias, no Estado do Rio de Janeiro, gerando etano e propano derivados do gás natural extraído pela Petrobras na Bacia de Campos.

A busca por eficiência por parte dessas empresas vem da preocupação com a competitividade da cadeia a jusante, e não do confronto direto entre elas: apesar de serem três as empresas de primeira geração, elas não competem entre si de fato, pois, pela distância entre os polos petroquímicos, seus clientes são, na prática, cativos (Finep, 2006).

As empresas nacionais mais relevantes do setor petroquímico concentram-se na fabricação de resinas termoplásticas e no estágio a montante da cadeia, especificamente nas centrais de matérias-primas[34]. Embora o país tenha alcançado

[34] Cada polo industrial possui uma só produtora de produtos de primeira geração, conhecida como "central de matérias-primas". O objetivo é produzir os petroquímicos básicos que servirão de matérias-primas para a produção dos produtos intermediários petroquímicos

a autossuficiência na produção de petróleo, ainda depende da importação de cerca de um terço da nafta consumida e da importação de petroquímicos intermediários não produzidos no país. Os principais obstáculos à expansão do setor no país, o pequeno porte das empresas e a oferta insuficiente de matérias-primas, parecem equacionados pela recente consolidação de grandes grupos[35] e pela oferta de matérias-primas alternativas, além de novos investimentos em refino e exploração do pré-sal (Bastos, 2009).

A Figura 9 mostra a estrutura de participação acionária no capital votante da indústria petroquímica brasileira.

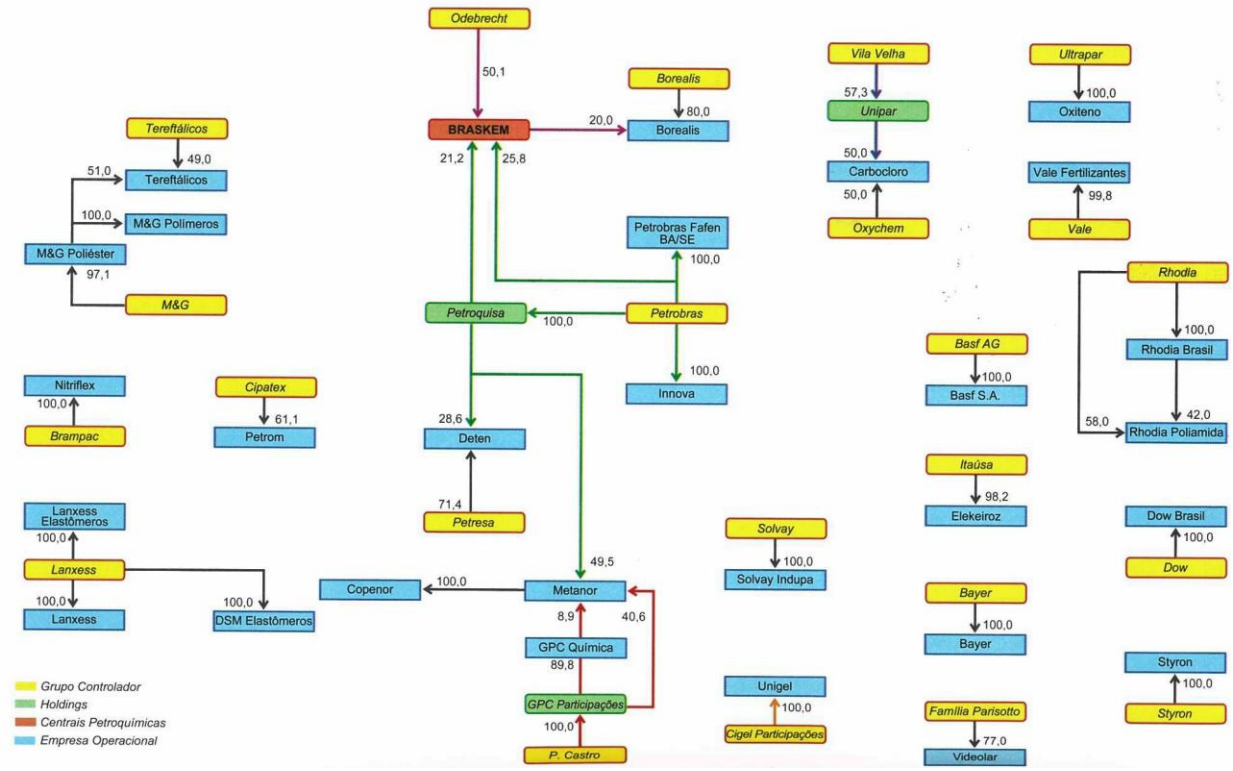

Figura 9: Estrutura Participação Acionária no capital votante da Indústria Petroquímica Brasileira (%)
Fonte: Abiquim, 2011

A indústria petroquímica brasileira desenvolveu-se, desde os anos 60, sob regime de proteção e forte intervenção estatal. A privatização iniciada ao final dos anos 80 e consolidada ao longo dos 90 permitiu que despontassem grupos nacionais no comando das centrais petroquímicas e de várias unidades industriais relevantes. Ao mesmo tempo ocorreu a retirada parcial do Estado e a gradativa saída (ou lento encolhimento relativo) de algumas empresas de capital estrangeiro, que se

[35]Na segunda metade da década de 90, o Governo Brasileiro promoveu a reestruturação do setor, por meio da integração dos polos petroquímicos, ficando cada um sob o comando de um grupo econômico distinto (nacional ou estrangeiro), promovendo ganhos operacionais e de escala.

deslocaram para segmentos mais avançados e de maior valor – em geral nas etapas finais, em que podem explorar tecnologias protegidas (patentes).

No mercado globalizado, principalmente na produção petroquímica, é necessário diminuir a vulnerabilidade com a diversificação da produção e com o aumento de escala. No Brasil, somente em 2002, com a criação da Braskem, o segmento petroquímico deixou de ser um aglomerado de empresas de pequeno porte, monoprodutoras, não integradas, de difícil integração no processo de globalização.

A Braskem foi criada por meio da integração do capital da Companhia Petroquímica do Nordeste S. A. - Copene (central de matérias-primas do Polo Petroquímico de Camaçari), OPP Química S. A., Trikem, Propet, Nitrocarbono e Poliladen. Em novembro de 2007, em nova composição acionária com a Petrobras, integrou os ativos da Copesul, Ipiranga Química, Ipiranga Petroquímica, Petroquímica Paulínia e Petroquímica Triunfo. Mais recentemente, em 2010, incorporou a Quattor, formada a partir da consolidação dos ativos das empresas Rio Polímeros, Suzano Petroquímica, da Petroquímica União e Unipar. Atualmente, a empresa já apresenta movimentos internacionais, com plantas em funcionamento nos Estados Unidos, e projetos em andamento e estudos no Peru, Venezuela e México.

A partir dessa grande reestruturação na petroquímica é que o Brasil pode almejar se tornar um importante player mundial em resinas de polietileno e polipropileno. É importante que o Brasil desenvolva outras empresas de grande porte, e parte deste desafio poderá ser superado com a implantação do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro, Comperj, empreendimento da Petrobras que terá participação da Braskem, previsto para iniciar suas operações em 2014. A Comperj deverá aumentar de forma expressiva a oferta de petroquímicos básicos no país, bem como a de resinas.

A Tabela 7 exibe o número de empresas e de funcionários no setor, de acordo com cada uma das classes de tamanho, nos anos de 1996, 2000 e 2006. Nota-se um pequeno crescimento das duas variáveis ao longo do primeiro período, seguido de um crescimento mais significativo no período seguinte. Porém, conforme pode ser observado, este crescimento não foi uniforme ao longo das distintas categorias, sendo mais acentuado nas empresas com menos de cem funcionários.

Porte (nº de empregados)	1996		2000		2006	
	Nº de empresas	Nº de empregados	Nº de empresas	Nº de empregados	Nº de empresas	Nº de empregados
1 a 9	229	693	346	1.229	597	2.206
10 a 49	98	2.141	150	3.294	304	6.589
50 a 99	35	2.435	39	2.675	65	4.662
100 a 249	28	4.459	26	4.007	39	6.105
250 a 499	15	4.746	13	4.640	16	5.611
500 ou mais	10	7.658	10	8.706	10	13.273
Todos	**415**	**22.132**	**584**	**24.550**	**1.031**	**38.445**

Tabela 7: Número de empresas no setor petroquímico, por classes de tamanho (1996-2006)
Fonte: ABDI, 2009

Segundo a ABDI (2009), a taxa de inovação do setor petroquímico é semelhante à da indústria brasileira. Entretanto, nota-se na segunda uma maior importância da inovação de processo, enquanto no setor petroquímico a inovação de produto é mais difundida. Tal comportamento é refletido pelas taxas de inovação de produto novo para o mercado (13%, contra 5% da média da indústria) e de processo novo para o mercado (2%, contra 3%). O padrão de inovação do setor baseado em aquisição de máquinas e equipamentos e customização do produto se reflete nos reduzidos níveis de investimento em P&D, representando 0,55% do faturamento, em contraste a uma taxa de 0,66% na média industrial.

2.3. COMPETITIVIDADE INTERNACIONAL

2.3.1. SETOR PETROLEO E GÁS NATURAL

A cadeia produtiva de petróleo e gás natural brasileira enfrentará nas próximas décadas alguns desafios. Destacam-se a necessidade de reconstruir e expandir a cadeia local de fornecedores, internalizando a indústria de bens e serviços e agregando valor ao produto final.

Com vistas à exportação de produtos mais elaborados, necessita-se retomar os investimentos em refino e petroquímica. Consequentemente espera-se um maior desenvolvimento do parque industrial do país, em decorrência do aumento nas encomendas de equipamentos e serviços.

Estudo prospectivo realizado por Oliveira (2008), com horizonte para 2025, comparou dezoito subsetores da indústria fornecedora de bens e serviços para o

setor de petróleo aos concorrentes externos. O estudo classificou o setor no mercado brasileiro em três categorias:

- Quatro setores não possuem produção nacional;
- Oito setores apresentam média competitividade, necessitando melhorar seus índices de competitividade;
- Seis setores apresentam alta competitividade.

Oliveira (2008) conclui que a principal fragilidade das empresas brasileiras é a menor capacidade tecnológica. De modo geral, são licenciadoras de tecnologias de empresas líderes internacionais, ou então, filiais de empresa multinacional. As empresas domésticas ocupam os segmentos de menor complexidade tecnológica, sendo a parte restante importada de fornecedores internacionais.

Por outro lado, o Brasil possui algumas vantagens competitivas importantes neste contexto, uma vez que o país desenvolveu tecnologia e conhecimento para operar em águas profundas, possui base industrial consolidada e diversificada, apresentou descobertas recentes de grandes reservas na região do pré-sal, além de desfrutar de estabilidade econômica e política, economia em crescimento com um grande mercado consumidor e regras de mercado bem definidas.

Adicionalmente, a estratégia econômica do petróleo do pré-sal inclui a expansão da utilização dos recursos para as áreas de saúde, educação, habitação, inovação e pesquisa científica e tecnológica e infraestrutura. Para tanto, discute-se a criação de marco regulatório específico, que, em linhas gerais, define como será o sistema de partilha de produção para a exploração e a produção nas áreas ainda não licitadas do pré-sal, a criação de uma nova estatal, a formação de um Fundo Social e a cessão onerosa de direitos. Um ponto polêmico desta proposta é a distribuição dos royalties para Estados não produtores. O grande desafio é garantir que os recursos da União decorrentes do pré-sal se destinem aos investimentos necessários para combater a pobreza, melhorar a qualidade da educação e ampliar os investimentos em inovação científica e tecnológica.

Com relação às exportações, os principais parceiros comerciais são a Argentina e os Estados Unidos, países estes que são o destino de cerca de 40% das exportações do setor (Tabela 8).

Destino	Valor (US$)	Valor percentual
ARGENTINA	1.116.761.108	23,1%
ESTADOS UNIDOS	767.641.960	15,9%
BÉLGICA	240.175.737	5,0%
CHILE	221.504.413	4,6%
CHINA	219.952.805	4,6%
PAÍSES BAIXOS	206.521.416	4,3%
ALEMANHA	150.109.813	3,1%
ITÁLIA	130.094.926	2,7%
ESPANHA	129.161.762	2,7%
MÉXICO	125.783.833	2,6%
DEMAIS PAÍSES	1.523.963.279	31,5%

Tabela 8: Principais destinos das exportações brasileiras do setor petroquímicos
Fonte: ABDI, 2009

2.3.1.1. NOVAS FRONTEIRAS COM O PRÉ-SAL

A descoberta de novas jazidas em águas ultraprofundas das Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo criou uma nova fronteira para a indústria de petróleo e gás natural. A camada pré-sal colocou o pais em um novo patamar no mercado internacional de petróleo e gás natural, ampliando suas reservas provadas e criando a expectativa de duplicação da capacidade de produção até 2020 (Ernest & Young Terco, 2011).

Por outro lado, o desafio tecnológico e a complexidade da operação de extrair petróleo a profundidades elevadas faz com que a exploração sob estas condições geológicas amplie o número de unidades de produção em cada campo. Paralelamente, a infraestrutura logística para o transporte do produto à distâncias de cerca de 300 km da costa consiste em um grande desafio a ser vencido.Estima-se que US$ 400 bilhões serão investidos até 2020, incluindo toda a infraestrutura de transporte necessária. Entre os investimentos divulgados estão: Petrobras, US$ 33 bilhões (2010-2014); BG Group, US$ 30 bilhões; Repsol YPF, US$ 14 bilhões (Ernest & Young Terco, 2011).

Há grande debate em torno da necessidade ou não da criação de um novo ambiente regulatório específico para as descobertas da camada de pré-sal. Com o objetivo de atrair investidores nacionais e estrangeiros e distribuir a riqueza a sociedade foi proposto pelo governo brasileiro a mudança do sistema de concessão para o de partilha da exploração e produção. Pelo modelo de partilha utilizado nas novas licitações, o risco do empreendimento é das empresas contratadas, que recebem como pagamento uma parte da produção, além de terem direito a uma parte do excedente produzido, sendo o restante destinado à União. Adicionalmente, neste modelo a União pode contratar diretamente a Petrobras para produzir áreas no pré-sal no limite de até 5 bilhões de barris de petróleo e gás natural por meio de cessão onerosa de direitos (sem licitação). Por fim, a companhia terá participação mínima de 30% de todos os blocos de exploração (Ernest & Young Terco, 2011).

No sistema de concessão utilizado nos contratos antigos, o risco da atividade é da empresa concessionária, que é proprietária das instalações e de toda a produção. Cabe ao governo o recebimento de royalties, bônus de assinatura e outras participações governamentais (Ernest & Young Terco, 2011). A Tabela 9 compara os dois tipos de marco regulatório.

Sistemas Regulatórios Típicos	Concessão	Partilha de Produção
Propriedade do petróleo e do gás natural	Todo petróleo/gás natural produzido é da empresa concessionária	Parte é da empresa e parte é da União
Acesso da empresa ao petróleo e ao gás natural	Boca do poço	Parte é da empresa e parte é da União
Parcela do Governo	Bônus de Assinatura, Royalties, Participação Especial, Pagamento por ocupação e retenção de área	Todo o óleo menos a Parcela da Empresa + Bônus de assinatura
Parcela da Empresa	Receita bruta menos Parcela do Governo	Custo em óleo mais Excedente em óleo e gás da empresa
Propriedade das instalações	Empresa	União
Gerenciamento e controle	Menor controle do governo	Maior controle do governo

Tabela 9: Comparação os sistemas regulatórios de concessão e partilha
Fonte:

Adicionalmente, o novo marco regulatório exige um percentual mínimo de equipamentos com conteúdo local, que na fase exploratória é um índice mínimo de nacionalização de 37% e na fase de implantação de projetos de 55% e média de 65%. A Figura 10 mostra a distribuição dos modelos contratuais vigentes nos principais países produtores de petróleo.

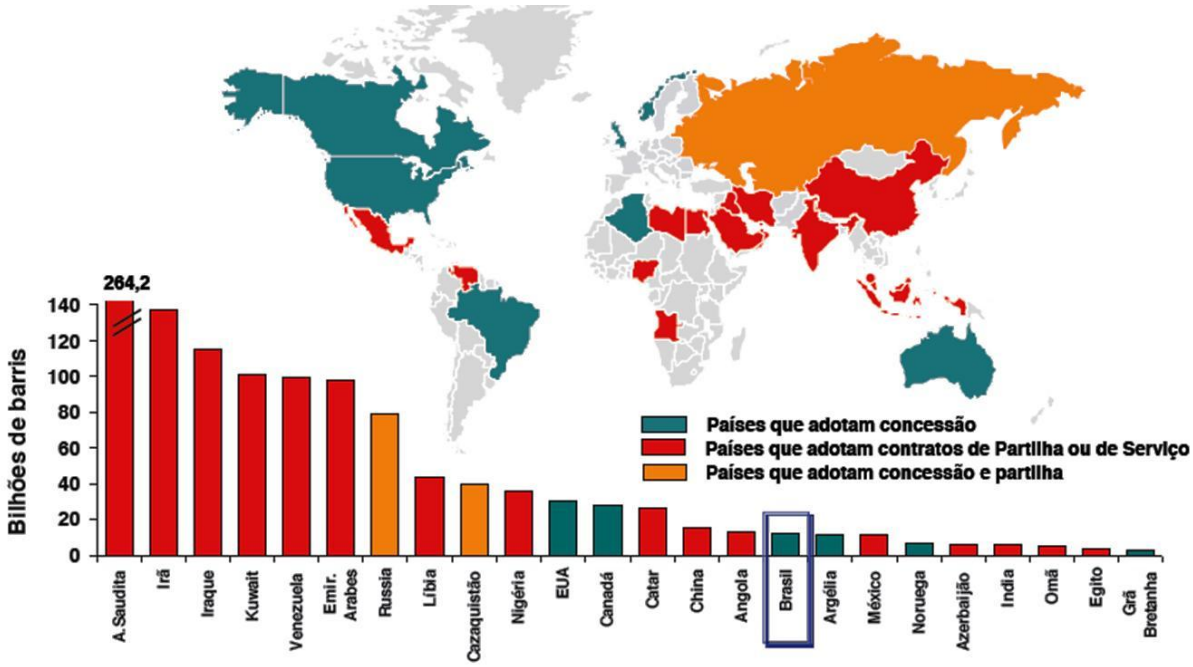

Figura 10: Modelos contratuais por países
Fonte:

2.3.2. SETOR PETROQUÍMICO

A indústria petroquímica passa por importantes mudanças no cenário internacional, ligadas à disponibilidade e custo das matérias-primas, às mudanças na economia mundial e à emergência de novos mercados como China e Índia, com expectativa de aumento da demanda por produtos químicos. Na estrutura mundial da oferta, observa-se um deslocamento de plantas industriais da América do Norte para o Oriente Médio e a Ásia em função da existência de matéria-prima mais barata e menores custos logísticos e proximidade do novo mercado consumidor. A marca do novo ciclo internacional de investimentos é busca por ganhos de escala e de

integração da cadeia com maior utilização do gás natural e tecnologias que promovem maior integração do refino e da petroquímica (Moreira *et al*., 2007).

A principal matéria-prima do setor petroquímico nacional é a nafta, fato preocupante em função da previsão no cenário mundial da diminuição na disponibilidade do produto em razão tanto da deteri oração da qualidade dos óleos processados quanto do crescimento da demanda por petroquímicos básicos em nível internacional (Santos, 2006).

Para o Brasil aumentar a competitividade em produtos petroquímicos, torna-se necessário o desenvolvimento de novas tecnologias no sentido de se conseguir obter a nafta a partir das reservas existentes de óleos pesados e ultrapesados e, futuramente, aumentar a oferta de gás natural, devido à descoberta da camada do pré-sal.

No primeiro caso, está prevista a geração de produtos petroquímicos básicos, as olefinas geradas a partir da nafta e/ou do gás natural e os aromáticos da nafta. Ao entrar em operação, o Comperj deverá levar a uma substancial expansão da oferta destes produtos a partir do petróleo nacional pesado e também do gás natural.

No Brasil, a tendência do setor também está associada à disponibilidade de matéria-prima e aos investimentos necessários para suprir a projeção de crescimento da demanda interna, além da continuidade do movimento de consolidação dos grupos atuantes no setor (Moreira *et al*., 2007).

Os coeficientes de comércio (relação entre a soma de exportações mais importações e produção interna) na petroquímica são em geral muito elevados, caracterizando-se como um traço relevante do setor. Por outro lado, o padrão de comércio é desigual ao longo da cadeia produtiva, sendo pequeno nas etapas iniciais quando a matéria-prima é a nafta, reduzido nas etapas intermediárias (pois o eteno é de difícil transporte) e substancialmente mais elevado entre os produtos finais ou mais específicos (ECCIB, 2003).

2.4. PERFIL TECNOLÓGICO

A indústria do petróleo e gás natural apresenta um sistema setorial de inovação composto por um grupo heterogêneo de atores, a saber, governo, instituições de pesquisa e empresas articulados entre si (Silva, 2006).

Estudo de Oliveira (2008) levanta conclusões a respeito da escala produtiva e da capacitação tecnológica das atividades para-petrolíferas. Com relação à escala, conclui-se que poucas atividades possuem capacidade produtiva suficiente para atender a demanda esperada da indústria petrolífera a partir da exploração do pré-sal.

Com relação à capacitação tecnológica, a partir da análise de dados da PINTEC (IBGE), verificou-se que as empresas para-petrolíferas desenvolvem, em média, inovações de produto e processo em ritmo superior a média da indústria. Porém tais valores estão abaixo dos patamares de empresas para-petrolíferas no mundo. Uma segunda constatação se refere ao fato que as firmas adotam o modelo "*learning by doing"* para adquirir informações tecnológicas, relegando as atividades de P&D ao segundo plano.

Em suma, o conjunto de segmentos listado no Quadro 1 apresenta um déficit significativo de competitividade no Brasil, vinculado à fragilidade da engenharia nacional e à baixa capacidade tecnológica de inovação. Tal déficit distribui-se de forma diferenciada entre os segmentos, visto que alguns apresentam competitividade em nível internacional, enquanto outros possuem lacunas produtivas relevantes que restringem a capacidade de suprir de forma adequada o mercado doméstico.

2.4.1. SETOR PETROLEO E GÁS NATURAL

A descoberta da província petrolífera do pré-sal é um aspecto recente que merece destaque pelo seu enorme potencial em definir novos horizontes para a indústria. Tal província possui cerca de 800 quilômetros de extensão e 200 quilômetros de largura, e se distribui pelas bacias do Sul e Sudeste do Brasil incluindo as Bacias de Campos, Santos, Espírito Santo e compreende desde o litoral do Espírito Santo até o norte de Santa Catarina. Dos cerca de 120.000 km² de área, 41.000 km² já foram concedidos, dentre os quais a Petrobras está presente em 38.000 km², restando

assim 71.000 km² a serem licitados. As reservas oriundas do pré-sal assumem uma escala gigantesca frente aos parâmetros atuais (Kupfer *et al*., 2010).

As perspectivas trazidas pelas descobertas do pré-sal colocam um enorme desafio tecnológico para a indústria petrolífera brasileira, na medida em que se faz necessário não somente acessar os hidrocarbonetos, mas, sobretudo, efetivar a sua extração a custos viáveis em termos econômicos (Kupfer *et al*., 2010).

A exploração e o desenvolvimento da produção do pré-sal vão demandar imensa quantidade de recursos financeiros, humanos e tecnológicos.

Além de localizados em grande profundidade, os reservatórios são constituídos por rochas formadas por carbonatos, mais heterogêneas e instáveis do que nas perfurações em camadas pós-sal. Há ainda a dificuldade de cruzar 2 kms de sal para alcançar os reservatórios. Em função da natureza plástica do sal, a coluna de perfuração pode ser fechada, danificando o aço usado na operação. Novas ligas mais resistentes vem sendo desenvolvidas para superar este problema. Adicionalmente, o petróleo extraído do pré-sal apresenta alto teor de dióxido de carbono que combinado com a água forma ácido carbônico que ataca o revestimento dos equipamentos, corroendo aço (Ernest & Young Terco, 2011).

Segundo Kupfer *et al*. (2010) as atividades de E&P na camada do pré-sal não constituem propriamente uma novidade na indústria petrolífera mundial. Nos últimos 10 anos, experiências bem sucedidas na exploração de óleo em camada do pré-sal no Golfo do México indicam a relativa viabilidade em lidar com os desafios impostos por esta fronteira exploratória.

Apesar do histórico positivo da indústria em nível global, algumas particularidades dos reservatórios do pré-sal brasileiro indicam, para a indústria nacional especificamente, um contexto repleto de desafios. Os principais desafios se reúnem em cinco áreas, sendo as suas linhas gerais:

i. <u>Caracterização e engenharia de reservatórios</u>: interpretação da sísmica; caracterização interna dos reservatórios; factibilidade técnica da injeção de gás e água para recuperação secundária; e geomecânica das rochas adjacentes em estágio de depleção.
ii. <u>Completação e perfuração de poços</u>: desvios de poços na zona salitre e gerenciamento do CO_2, altamente corrosivo para os materiais.

iii. Engenharia submarina: qualificação dos *risers* (tubulações flexíveis que levam petróleo e gás do poço às plataformas) para operação em profundidade de 2.200 metros, considerando o CO_2 e a elevada pressão;

iv. Unidades flutuantes de produção: ancoramento das unidades, considerando profundidade de 2.200 metros e conexões com o sistema de *risers;*

v. Logística para o gás associado: desenvolvimento de materiais para equipamentos expostos a fluxos gasíferos com elevadas concentrações de CO_2, e de dutos com mais de 18" em profundidade de 2.200 metros (Kupfer *et al*., 2010).

Outro grande desafio tecnológico está relacionado à área de tecnologia da informação (TI). As operações de recuperação do petróleo dos reservatórios, engenharia de poços, a presença do CO_2 nas rochas, escoamento do petróleo, distância da costa, entre outro, precisam ser acompanhadas por redes computadores buscam minimizar o risco da atividade como um todo. Além da gestão de conhecimento, cabe à área de TI a responsabilidade pela armazenagem e transmissão de informações e por garantir o relacionamento colaborativo entre profissionais (Ernest & Young Terco, 2011).

A localização dos blocos de exploração exigirá soluções inovadoras de logística para a movimentação de pessoas, materiais e equipamentos. A Petrobras avalia a construção de bases em alto-mar para abrigar postos de abastecimento, armazéns, heliportos e alojamentos. Da mesma forma a infraestrutura de apoio offshore e marítimo exige investimentos em ampliação de portos e aeroportos, nos setores naval, hoteleiro e imobiliário. No caso da estrutura portuária, a sua ampliação depende de investimentos também nas malhas rodoviária e ferroviária e na desburocratização(Ernest & Young Terco, 2011).

Outros segmentos da indústria de petróleo e gás (de refino e comercialização de combustíveis) também vão necessitar de modernização e construção de novas refinarias, rodovias, ferrovias e gasodutos. A ampliação do parque de refino nacional é fundamental para agregar valor à indústria petrolífera.

Estes desafios acabam delineando duas grandes diretrizes de mudanças para a indústria petrolífera nacional:

i) necessidade de adaptar as tecnologias estabelecidas e consagradas como também criar soluções inovadoras; e

ii) fomentar o desenvolvimento da indústria para-petrolífera brasileira (Kupfer *et al*., 2010).

2.4.2. SETOR PETROQUÍMICO

Observa-se, atualmente, duas fortes tendências na indústria petroquímica nacional relacionadas entre si: a integração com o refino e a busca de alternativas para a nafta, como matéria-prima cada vez mais cara e escassa no Brasil e no exterior (VIGLIANO, 2008). Culminando com esta tendência, planeja-se a entrada em operação do Comperj, em 2014, onde refinaria e petroquímicas de 1ª e 2ª gerações estarão fundidas em uma única planta: os produtos serão fabricados diretamente a partir do petróleo, sem a necessidade de se craquear a nafta e o etano. O complexo, que está em fase de projeto básico, deverá produzir 3,3 milhões de t/ano de resinas termoplásticas.

As empresas de primeira geração são produtoras de *commodities.* Nessas empresas o esforço tecnológico atual é fortemente voltado para o aumento de eficiência de processo, tanto para aumento de produtividade como para melhoria no grau de pureza do produto, através principalmente do desenvolvimento de melhores catalisadores e do controle de processo. A inovação nessas empresas está localizada principalmente em esforços de melhoria de processos: eficiência energética e redução de efluentes e controle de processos. Para essas atividades, elas empregam corpo técnico reduzido, que divide seu tempo entre a operação e o desenvolvimento, e lançam mão com certa freqüência de acordos com universidades e centros de pesquisa para o desenvolvimento de novas soluções.

Os produtos das empresas de segunda geração podem ser divididos em três categorias: *commodities* (por exemplo, o óxido de eteno), *pseudo-commodities,* as resinas plásticas (PVC, polietileno, polipropileno, PET, etc) e as especialidades (resinas especiais e os plásticos de engenharia). As resinas plásticas são diferenciadas por diversas características tais como: resistência mecânica e química, resistência à luz e temperatura, facilidade de transformação, brilho e transparência, etc. Parte dessas características são intrínsecas ao composto químico. Outra parte é

obtida ou aprimorada pelo processo de polimerização, enquanto uma terceira parte dessas características são introduzidas ou melhoradas pelo uso de aditivos durante a transformação das resinas puras em compostos finais. Parte das características ainda podem ser melhoradas (ou pioradas) no processo de transformação dentro das empresas de terceira geração.

No que tange ao desenvolvimento de novos produtos, as empresas de segunda geração mantêm seu olhar em dois pontos: no mercado final que consome os produtos plásticos, e nas empresas de terceira geração, seus clientes, que têm demandas específicas. A inovação nessas empresas está centrada em três aspectos: desenvolvimento do processo, desenvolvimento de catalisadores e desenvolvimento de aditivos. Parte do esforço tecnológico é interno, enquanto outra parte do desenvolvimento é obtido de fontes externas. As empresas de segunda geração funcionam como líderes ou coordenadores do processo de desenvolvimento. Levam as necessidades levantadas junto às empresas de terceira geração para os fornecedores de aditivos, coordenam esforços com os fornecedores de equipamentos e fornecem insumos, instalações e pessoal especializado para a busca das soluções.

Por meio de vultosos investimentos, o parque brasileiro de refino vem aumentando significativamente a sua capacidade de utilização de petróleo nacional e se adapta para uma maior produção de destilados médios (diesel e querosene) com baixo percentual de enxofre. Os principais investimentos realizados foram na adaptação das unidades e a instalação de unidades de conversão profunda (coqueamento retardado) para aumentar a utilização e o rendimento de petróleos pesados e ácidos em produtos de alta qualidade, aprimorada em unidades de hidrotratamento (Gomes, 2008).

3. MUDANÇAS CLIMÁTICAS, INSTITUCIONAIS E TECNOLÓGICAS

A evolução da matriz energética mundial nas próximas décadas é fator crucial para o entendimento da transformação que a cadeia produtiva de petróleo e gás irá enfrentar no curto e longo prazos em direção a uma economia de baixo carbono. Atualmente, o sistema energético internacional é fortemente dependente do uso de

combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás). Cerca de 80% do consumo mundial de energia se originam dessas fontes, que apresentam uma taxa de crescimento anual de cerca de 2% (média em 20 anos).

Dados do Balanço Energético Nacional (BEN, 2011) ilustram esta dependência mundial por combustíveis fósseis (Gráfico 14).

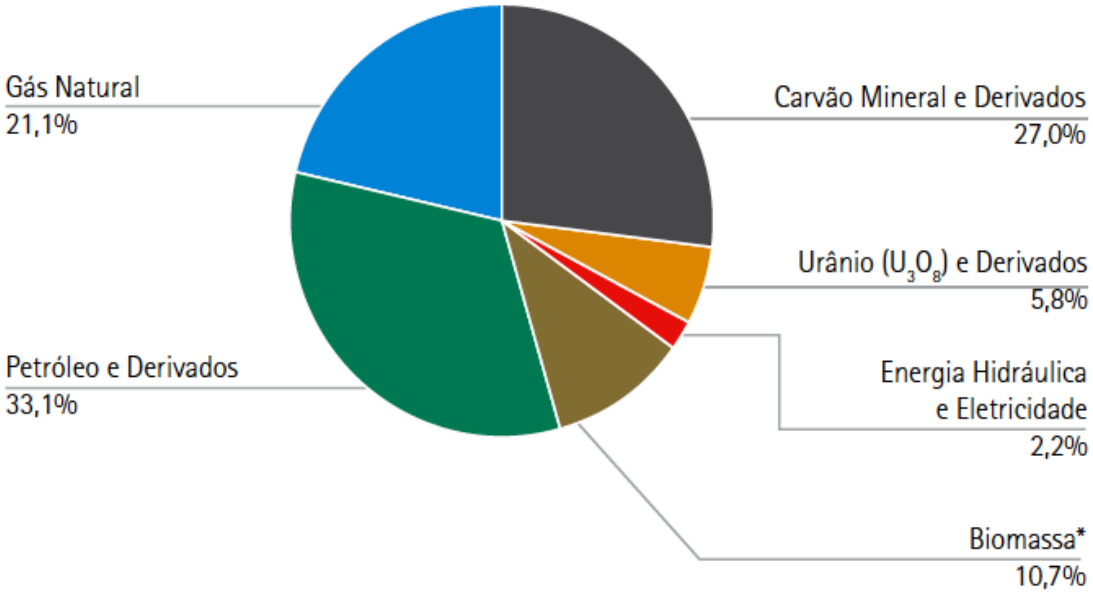

Gráfico 14: Oferta Mundial de Energia
Fonte: BEN, 2011

Em termos de impacto sobre o meio ambiente, destaque-se que a matriz energética brasileira já apresenta elevada participação de energias renováveis, conforme pode ser visto na Tabela 10. Deve-se se atentar que as descobertas recentes no pré-sal podem alterar esta configuração em prazo não muito longo.

	2010	2009
Energia Não Renovável	**54,6%**	**52,7%**
Petróleo e Derivados	38,0%	37,8%
Gás Natural	10,2%	8,7%
Carvão Mineral e Derivados	5,1%	4,7%
Urânio (U_3O_8) e Derivados	1,4%	1,4%
Energia Renovável	**45,4%**	**47,3%**
Energia Hidráulica e Eletricidade	14,2%	15,2%
Lenha e Carvão Vegetal	9,6%	10,1%
Produtos da Cana-de-açúcar	17,7%	18,2%
Outras Renováveis	3,9%	3,8%

Tabela 10: Oferta Interna de Energia (%) - 2009-2010
Fonte: EPE, 2011

Dentro do contexto mundial de emissão de GGE, o Brasil encontra-se em uma situação diferenciada em relação ao resto do mundo, consequência direta da matriz energética altamente renovável. Entretanto, apesar da matriz energética favorável do ponto de vista ambiental, o Brasil ocupa o terceiro posto entre os maiores emissores de gases de efeito estufa (GEE) do mundo, totalizando 2,2 bilhões de tCO_{2eq}, que representa 5,0% das emissões globais. (Instituto Acende Brasil, 2012).

A menor emissão no Brasil está diretamente relacionada às suas fontes de energia, para geração elétrica, meios de transporte e indústria. As emissões decorrentes das mudanças no uso da terra [36] são responsáveis por 79,6% das emissões de gases de efeito estufa no país. O segmento "Energia" inclui as emissões decorrentes da queima de combustíveis fósseis em residências, no comércio e em indústrias, sendo responsável por somente 4,3% (Figura 11).

[36] Compreende desmatamento, agricultura e pecuária.

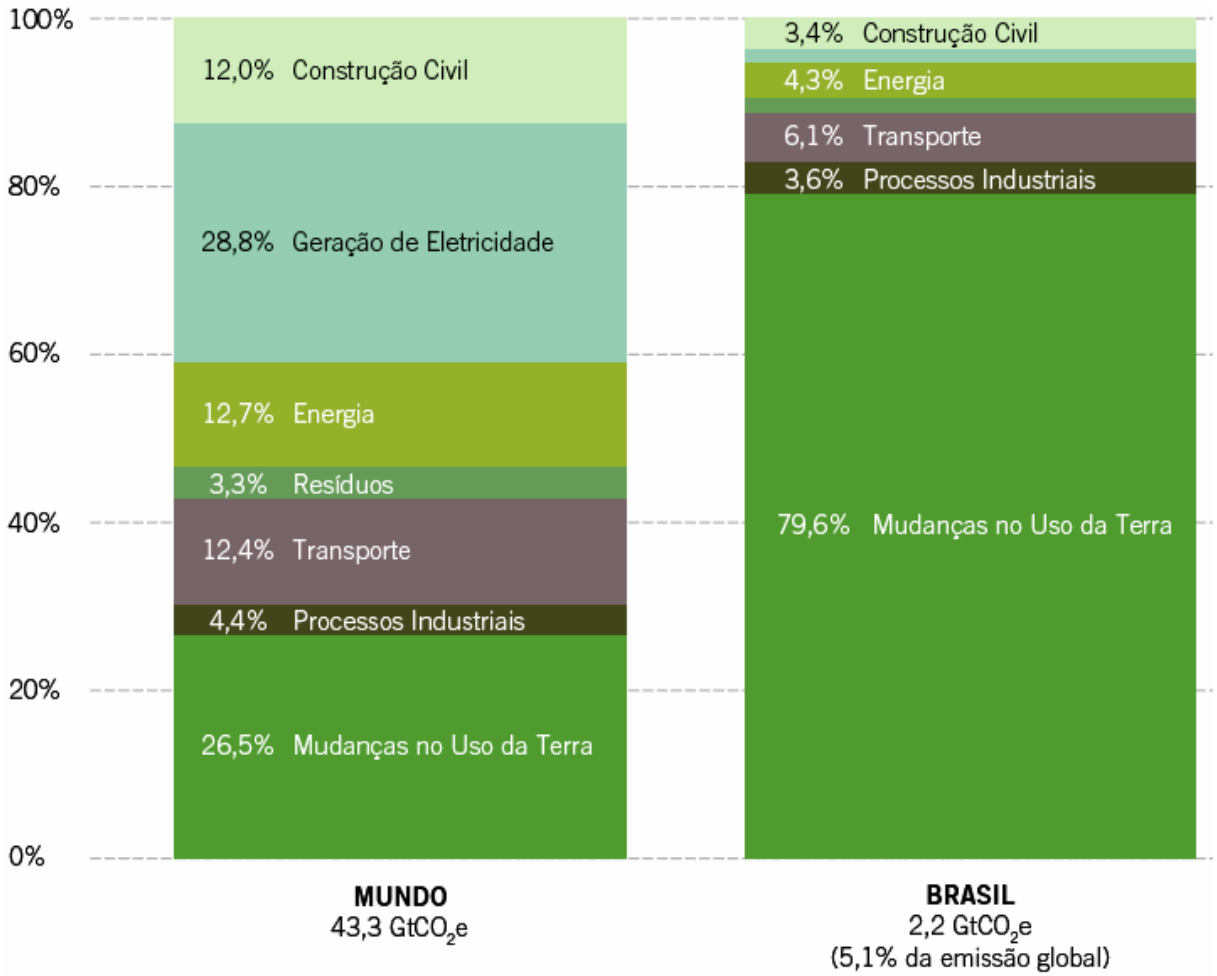

Figura 11: Participação por setor produtivo nas emissões de GEEs globais e brasileiras em 2005
Fontes: Instituto Acende Brasil (2010) a partir de dados WR (2011) e BRASIL (2010)

A composição das emissões de CO_2 no Brasil possui uma distribuição percentual que se manterá pelos próximos 10 anos, conforme ilustrado na Figura 12.

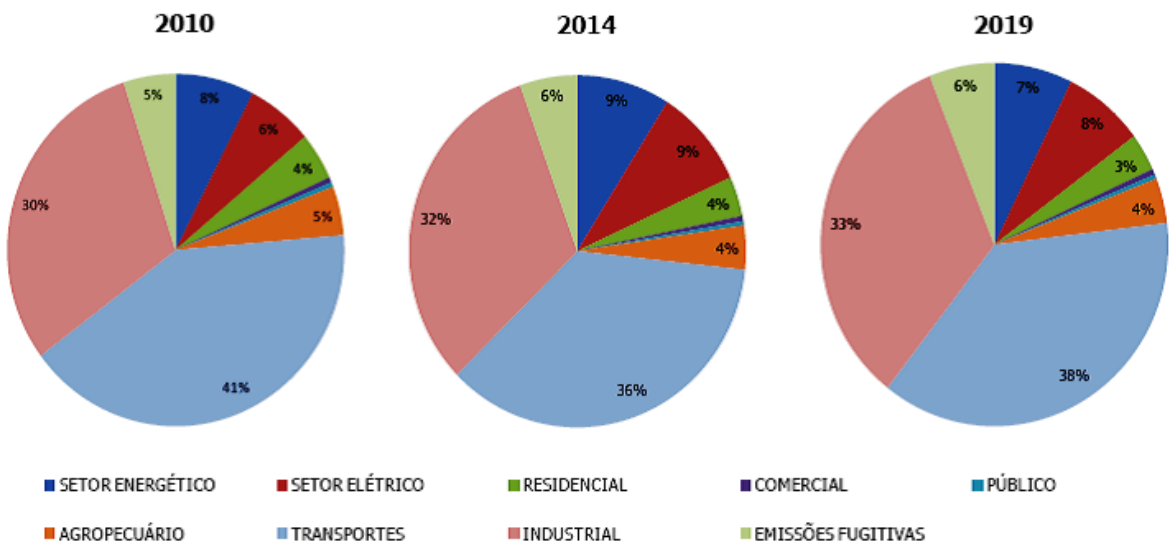

Figura 12: Emissão de CO_2 por setor

Fonte: Empresa de pesquisa energética; (Plano de desenvolvimento Energético, 2019), 2010

Se forem desconsideradas as emissões decorrentes do desmatamento, as emissões no Brasil devem continuar concentradas nos setores energéticos e industrial. A participação do setor energético, ao contrário do que ocorre em países com fontes não renováveis de energia, apresenta uma baixa participação na composição das emissões do CO_2: apenas 6% em 2010, chegando a 8% em 2019.

Com a crescente necessidade mundial de energia e a perspectiva de escassez de combustíveis fósseis no longo prazo, aliadas aos crescentes preços mundiais do petróleo e seu alto potencial poluente, principalmente pela emissão de gases responsáveis pelo efeito estufa, é necessário o estudo e a avaliação de novas fontes renováveis e menos poluidoras (Entschev, 2008).

Segundo Léo (2006), nas próximas décadas inúmeros combustíveis deverão surgir em substituição ao petróleo devido ao seu crescente preço. Porém apenas alguns serão escolhidos, para que gradativamente, modifiquem as matrizes energéticas. Cabe ao Brasil incentivar suas opções tecnológicas para que se tornem padrões mundiais, senão, outras fontes de energia ocuparão este lugar.

3.1. IMPACTOS AMBIENTAIS SETORIAIS

A questão ambiental[37] se coloca como fundamental na atividade industrial em todo o mundo, com particular ênfase na indústria de petróleo e petroquímica, ambas potencialmente muito agressivas ao meio ambiente. A indústria petroquímica se caracteriza pela ampla variedade de bens, intermediários e finais, rotas tecnológicas e fontes de emissões de GEE.

3.1.1. SETOR PETRÓLEO E GÁS NATURAL

A exploração de um novo campo de petróleo altera significativamente as características socioeconômicas de uma região. Ao mesmo tempo, têm-se efeitos acentuados no meio ambiente. A exploração, prospecção e produção em terra provocam alterações que levam ao aumento da degradação do solo. No mar, há o

[37] Segundo Silva Júnior (2006) a questão ambiental refere-se aos impactos ambientais causados pelos serviços prestados, seja por sua atuação direta, seja pelo repasse desse impacto para os seus *stakeholders*.

risco permanente da ocorrência de vazamentos do óleo, que afetam toda a fauna e a flora marinha. Por fim, na fase de combustão dos derivados para a geração de energia, o grande fator de impacto ambiental é a emissão de gases poluentes, alguns deles responsáveis pelo efeito estufa. Tais fatos fazem com que toda a cadeia produtiva do petróleo seja submetida a forte controle por meio de legislações ambientais cada vez mais rígidas no mundo.

Estima-se que cada barril de petróleo extraído produza cerca de 436 kg de CO_2 (RAVAGNANI, 2007), o que faz com que a indústria de petróleo seja conhecida como uma das maiores emissoras de CO_2 na atmosfera.

Um elemento importante é o fato de o setor utilizar matéria-prima fóssil que gera impacto ambiental em sua extração. Suas operações geram efluentes que contribuem para a poluição do ar, do solo e da água. O Gráfico 15 apresenta a evolução de indicadores do desempenho da indústria de petróleo e gás no Brasil.

Com relação à água observa-se que a relação captação de água/produção de petróleo declinadou ao longo do período. Mesmo resultado pode ser observado quanto à geração de efluentes e geração de resíduos (CNI,2012).

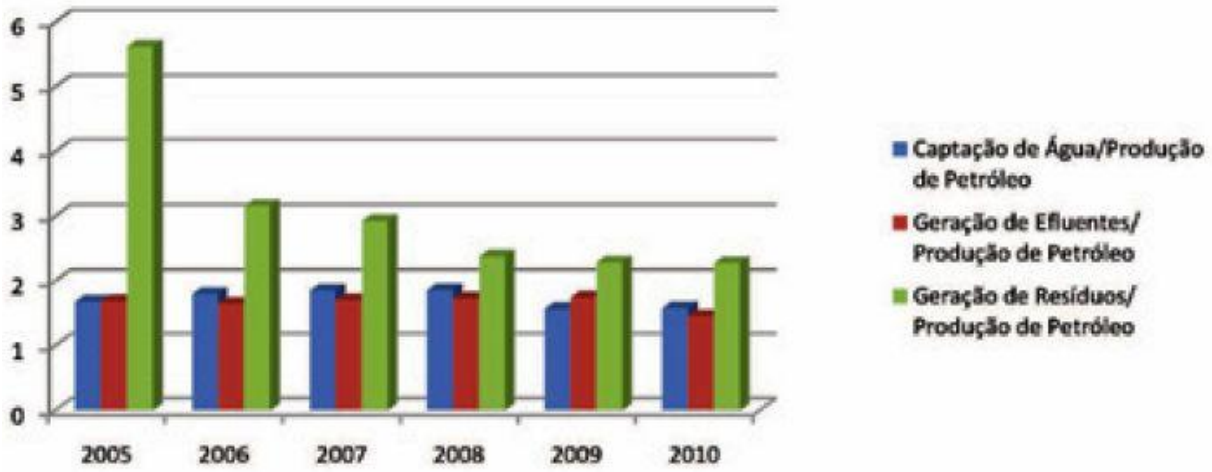

Gráfico 15: Indicadores do desempenho ambiental do setor petróleo e gás (água e efluentes – m3/103 m3; resíduos – t/103 m^3)
Fonte: CNI (2012)

Alguns dos últimos acidentes e episódios de dano ambiental de grande repercussão na mídia, tanto no Brasil como no Exterior, estão associados à indústria

petroquímica e a seu principal fornecedor, a indústria do petróleo[38]. Com relação aos derrames de petróleo e derivados para o meio ambiente, segmento de E&P da indústria brasileira de petróleo e gás é inferior à média mundial, como apresentado no Gráfico 16.

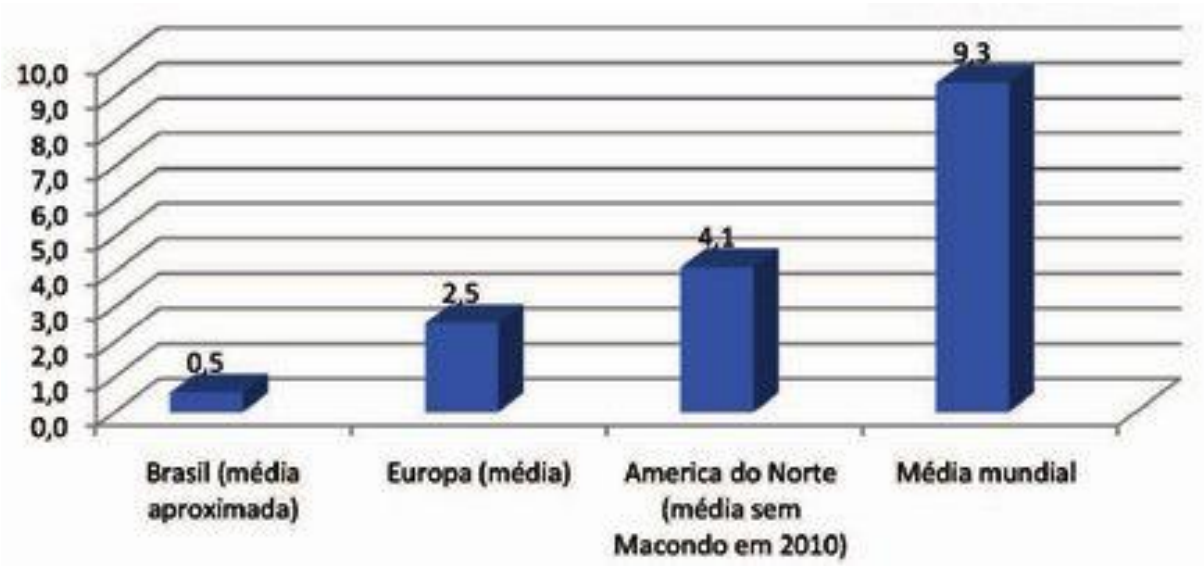

Figura 13: Volume derramado na atividade de E&P (t vazadas/106 t de produção de hidrocarbonetos)
Fonte: CNI (2012)

Por esse motivo, as empresas do setor sofrem com desconfiança e críticas da opinião pública e estão constantemente monitoras pelos órgãos governamentais e organizações da sociedade civil preocupadas com o meio-ambiente. Adicionalmente o crescimento dos centros urbanos fez com que instalações de produção anteriormente isoladas se encontrem hoje em meio a áreas densamente povoadas[39], o que impõe restrições quanto à emissão de efluentes.

Durante suas operações, a indústria petrolífera produz efluentes líquidos, gasosos e resíduos sólidos que podem ser nocivos ao meio ambiente e à saúde pública. As refinarias de petróleo são fontes de poluição aérea, emitindo, principalmente, compostos aromáticos, material particulado, óxidos nitrogenados, monóxido de carbono, ácido sulfídrico e dióxido de enxofre. As emissões podem ser provenientes de vazamentos de equipamentos, processos de combustão a altas temperaturas, aquecimento de vapor e de outros fluidos e transferência de produtos.

[38] Por exemplo, Bophal em 1984, Exxon-Valdez em 1989, Baía da Guanabara, Rio Iguaçu em 2000, Shell-Paulínia em 2001, Golfo do México – BP em 2010 e Bacia de Campos – Chevron em 2011.
[39] Polo petroquímico de Capuava, em Santo André, SP.

A contribuição à emissão de GEE dos processos de extração, transporte e processamento de petróleo e gás natural é contabilizada no capítulo de Emissões Fugitivas do Inventário Brasileiro das Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa, do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI). As emissões incluem as fugas de metano (CH_4) durante os processos de extração (*venting*), transporte e distribuição por dutos e navios e durante o processamento nas refinarias. São também consideradas as emissões de CO_2 por combustão não útil (*flaring*) nas plataformas de extração de petróleo e gás natural e nas refinarias (CNI, 2012).

Além disso, as refinarias contribuem para a contaminação de lençóis freáticos, pela emissão de rejeitos líquidos contaminados (amônia, sulfetos e outras substâncias). Já a contaminação de solos decorrente do refino do petróleo é pouco significativa quando comparada com o potencial de contaminação do ar e da água.

Assim como outras indústrias estão sujeitas a limites de emissões mais rígidos, as especificações relacionadas à emissão de poluentes por parte de fontes móveis (carros, ônibus, etc.) e fontes fixas (indústrias) estão se tornando cada vez mais restritivas, e, consequentemente, encarecendo os derivados de petróleo que devem ter menor percentual de enxofre e emitir menos material particulado.

Uma refinaria ultramoderna, com capacidade elevada de conversão, que produz produtos de elevada qualidade e que gera pouca quantidade de emissões, requer um investimento maior. Especificações mais rígidas de derivados de petróleo, ao exigirem adaptações nas instalações de refino, comprometem, muitas vezes, a sobrevivência das refinarias, o que eleva a margem das que permanecem no mercado(Tavares, 2005).

A questão ambiental impacta não somente a operação das empresas do setor, mas ameaça também seus produtos. Esses são matérias-primas para a produção de plásticos, materiais não-biodegradáveis, que assim produzem problemas em seu descarte. Por esse motivo, existem hoje pesquisas de materiais plásticos produzidos a partir de substâncias de origem vegetal, com velocidade de degradação muitas vezes superior aos plásticos de origem petroquímica. Os novos materiais apresentam duas vantagens importantes: são provenientes de fontes renováveis de matéria-prima e são biodegradáveis. Devido às preocupações ambientais, a médio e

longo prazo os bioplásticos poderão substituir os plásticos petroquímicos em diversas aplicações, particularmente nas embalagens descartáveis.

Muitas empresas petrolíferas têm investido muito na minimização dos impactos ambientais causados pela extração do petróleo, como, por exemplo: o sequestro geológico de carbono (RAVAGNANI, 2007), a eliminação da queima do gás (conhecido por *flaring*) nas plataformas; além do desenvolvimento de energias que possam, mesmo em pequena escala, substituir o uso do combustível fóssil em algumas aplicações.

Pensando no conjunto da cadeia de suprimentos e das companhias de petróleo um ponto fundamental é incluir requisitos de sustentabilidade nas operações dos fornecedores locais que serão chamados a operar para que a atividade cumpra as exigências de conteúdo local. Aa atuais regras de conteúdo local não mencionam o tema sustentabilidade ambiental. Uma iniciativa interessante seria dispor de instalações para destruição e tratamento dos resíduos adicionais gerados com a operação do pré-sal. As instalações atuais não comportam mais resíduos da atividade, formados principalmente por petróleo e toda sorte de produtos químicos. Outra é o monitoramento ou controle sobre emissões de resíduos de toda a cadeia do pré-sal. (Ernest & Young Terco, 2011).

Quanto ao risco de acidentes, a gestão de risco deve considerara mais o impacto do acidente do que a chance de ocorrência, que é em geral baixa. Então, mesmo com baixa probabilidade, o impacto eleva muito o risco da atividade. Assim, as empresas deverão tomar medidas efetivas para evitar que eles ocorram, sem economizar, por exemplo, na manutenção dos equipamentos. O custo dessa manutenção é alto e nem sempre prioritário(Ernest & Young Terco, 2011).

Por fim, uma iniciativa também recomendável às empresas é o fortalecimento das parcerias com as comunidades do entorno do negócio e organizações não governamentais dedicadas à proteção do meio ambiente, para ações mais efetivas. (Ernest & Young Terco, 2011).

Algumas companhias petrolíferas já partiram para a criação de departamentos para cuidar de áreas contaminadas, eficiência energética e mudanças climáticas. Essa é uma tendência que deve se consolidar, assim como a inclusão da questão da

responsabilidade socioambiental e de saúde pública no planejamento estratégico da empresa, considerada indissociável dos negócios. (Ernest & Young Terco, 2011).

Outra tendência importante é a substituição por outros combustíveis, como o gás natural e GLP. A queima de 1m³ de GLP ou gás natural é em média 5% mais eficiente que a queima de 1kg de óleo combustível, ocorrendo um melhor aproveitamento do recurso natural. Outra vantagem está na questão ambiental visto que a queima do óleo combustível é um processo com elevado teor de emissões. No caso a emissão de SO2 e SO3 possibilita formação de H2SO4 na atmosfera que culmina em chuva ácida. De forma similar à emissão de material particulado afeta a vegetação pela deposição nas plantas e pode alterar a composição química do solo. (Corradi, 2008)

3.1.2. SETOR PETROQUÍMICO

A cadeia petroquímica, em termos de impacto sobre o meio ambiente, é responsável por 30% do uso mundial de energia na indústria, sendo mais de 50% proveniente do uso do petróleo e gás natural como matéria-prima. Consequentemente, o setor emite 18% das emissões diretas de CO_2 pela indústria, sendo a terceira maior fonte industrial, depois das indústrias siderúrgica e de cimento (Gielen *et al*., 2007).

As emissões atmosféricas das refinarias incluem emissões fugitivas dos compostos voláteis presentes no óleo cru e nas suas frações, emissões decorrentes da queima de combustíveis nos aquecedores de processo e caldeiras, além das emissões geradas nas unidades de processo. O primeiro tipo, emissões fugitivas, acontece em toda a refinaria, sendo provenientes de válvulas, bombas, tanques, válvulas de alívio, flanges, entre outros. Apesar de individualmente ocorrerem em pequeno volume, a soma total dessas emissões em uma refinaria pode ser extremamente elevada (Garcia, 2010).

Existem diversas técnicas para reduzir essas emissões, que incluem o uso de equipamentos com maior resistência a vazamentos, diminuição do número de tanques de armazenamento e de outras fontes potenciais, utilização de tanques com teto flutuante, e o estabelecimento de programa de detecção e reparo de vazamentos (Mariano, 2001).

O segundo tipo decorre do aquecimento das correntes de processo ou da geração de vapor nas caldeiras para aquecimento ou retificação com vapor. Tal atividade pode levar a emissão de CO, SO_x, NO_x, material particulado e de hidrocarbonetos. Em geral, quando operado de maneira adequada ou quando são queimados combustíveis limpos (gás de refinaria, óleo combustível ou gás natural), as emissões são relativamente pequenas. Caso contrário, as emissões podem se tornar significativas (Garcia, 2010).

A maior parte das correntes gasosas que deixam as unidades de processo das refinarias contêm quantidades variáveis de gás de refinaria, gás sulfídrico e amônia. Tais correntes são usualmente coletadas e enviadas para as unidades de tratamento de gás e de recuperação de enxofre, com a finalidade de se recuperar o gás de refinaria, que é usado como combustível, e o enxofre elementar, que pode ser posteriormente vendido.

As emissões da recuperação de enxofre normalmente contêm algum sulfeto de hidrogênio, assim como óxidos de enxofre e de nitrogênio. Outras fontes de emissão provêm da regeneração periódica dos catalisadores de processo. A regeneração dos catalisadores gera correntes gasosas que podem conter monóxido de carbono, material particulado e hidrocarbonetos voláteis. Antes de serem descartadas para a atmosfera, tais correntes precisam ser tratadas, primeiro, passando por uma caldeira de CO, que queima não apenas o monóxido de carbono, levando-o a dióxido, mas também quaisquer hidrocarbonetos presentes. Depois, é necessário que elas passem por precipitadores eletrostáticos ou ciclones, que são equipamentos que têm como finalidade remover o material particulado presente no gás (Mariano, 2001).

De um modo geral, pode-se dizer que os principais poluentes atmosféricos emitidos pelas refinarias são os óxidos de enxofre e nitrogênio, o monóxido de carbono, os materiais particulados e os hidrocarbonetos. Tais poluentes são liberados nas áreas de armazenamento (tancagem), nas unidades de processo, nos eventuais vazamentos e nas unidades de queima de combustíveis fosseis (fornos e caldeiras) que geram calor e energia para consumo da própria refinaria.

O setor vem adotando um amplo conjunto de medidas direcionadas à sustentabilidade ambiental como parte do objetivo estratégico de se posicionar entre

as cinco maiores indústrias petroquímicas do mundo, reverter a balança comercial e liderar em química verde.

Com relação à mudança climática, destacam-se as seguintes iniciativas:

- substituição de óleo combustível por gás natural e biomassa;
- economia de energia térmica (caldeiras mais eficientes, cogeração, isolamento térmico, reaproveitamento de fontes térmicas etc.);
- abatimento de emissões de NO_x na produção de ácido adípico e de ácido nítrico.

Como resultado, a intensidade de emissões de GEE da indústria petroquímica brasileira reduziu-se em 47% entre 2001 e 2010 (de 580 para 306 kg CO2 eq/t produto). Na comparação internacional, a partir apenas do dióxido de carbono, a vantagem brasileira é substantiva: em 2007, último ano em que os dados internacionais, provenientes da mais representativa entidade setorial e que compreende três quartos da produção mundial, estão disponíveis, o nível brasileiro é de 57% da média global.

3.2. MUDANÇAS CLIMÁTICAS E REGULAÇÃO SETORIAL

A cadeia produtiva de petróleo e gás é afetada praticamente por toda a legislação ambiental brasileira aplicável às atividades industriais. A maior parte da mesma é de caráter geral, ou seja, aplicável a qualquer tipologia industrial, existindo, entretanto, alguns instrumentos legais específicos para o setor, como é o caso, por exemplo, de algumas resoluções e portarias específicas sobre licenciamento, a própria lei do óleo e regulações sobre contingência (CNI, 2012).

De um modo geral, pode-se dizer que a legislação ambiental que atinge a atividade de refino de petróleo se divide em duas categorias: a primeira, que se refere à redução dos impactos ambientais das refinarias em si, e a segunda que se refere às especificações da composição dos produtos que a refinaria produz, e que operam no sentido de estabelecer a qualidade de tais produtos, a fim de que o uso dos mesmos afete minimamente o meio ambiente. De um modo geral, o que se observa é que a existência de exigências ambientais demanda significativas alterações nos processos e nos equipamentos, o que requer investimentos consideráveis. Por outro lado, na medida em que os derivados produzidos na refinaria têm a sua composição especificada, os refinadores precisam se adequar, o que, na maioria das vezes

também significa alterações substanciais nos processos produtivos, assim como a necessidade de grandes investimentos de capital nas refinarias.

A exploração de petróleo e gás natural, no Brasil, é objeto da Lei 9.478, de 06.08.97, que define dentre os seus princípios e objetivos a proteção do meio ambiente. A ANP tem entre seu conjunto de competências fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente.

Outra regulação que afeta a relação do setor com a área ambiental é o Decreto nº 2.705/98 que define os critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. De acordo com este Decreto, cabe de 10 a 40% da receita da participação especial ao Ministério de Minas e Energia, ao Ministério do Meio Ambiente, aos estados e municípios, em função do local/volume de produção (CNI, 2012).

Complementarmente existem as convenções e protocolos internacionais relativos à poluição marinha e à responsabilidade e à compensação dos danos causados por poluição por óleo. O Brasil ratificou a Marpol (*International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973)*, com as modificações introduzidas no Protocolo de 1978 e a OPRC (International Convention on Oil Pollution Preparedness, Response and Co-operation, 1990), além da CLC (International Convention on Civil Liability for Oil Pollution Damage, 1969) que foi alterado em 1992, e da “International Convention for the Control and Management of Ships’ Ballast Water and Sediments, 2004”, mediante o Decreto Legislativo no 148/2010 (CNI, 2012).

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural são exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação pública, cuja outorga de concessão não dispensa o licenciamento ambiental.

O licenciamento ambiental é instrumento de gestão instituído pela Política Nacional do Meio Ambiente, de utilização compartilhada entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios em conformidade com as respectivas competências. Objetiva regular as atividades e empreendimentos que utilizam os recursos naturais e podem causar degradação ambiental no local onde se encontram instalados,

proporcionando ganhos de qualidade ao meio ambiente e à vida das comunidades numa melhor perspectiva de desenvolvimento.

Toda cadeia produtiva do setor de petróleo e gás é sujeita a controle por parte dos órgãos ambientais. A Resolução Conama nº 237/97 determina o Ibama como órgão responsável pelo licenciamento ambiental de empreendimentos e atividades potencialmente capazes de gerar impacto ambiental significativo localizadas ou desenvolvidas conjuntamente no mar territorial e na plataforma continental (CNI, 2012).

O licenciamento ambiental pode ser conceituado como o procedimento administrativo através do qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação, modificação e operação de atividades e empreendimentos que utilizam recursos ambientais considerados efetiva ou potencialmente poluidores ou daqueles que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental, desde que verificado, em cada caso concreto, que foram preenchidos pelo empreendedor os requisitos legais exigidos.

Assim, para as atividades de sísmica, exploração e produção offshore, a responsabilidade é do Ibama, enquanto tais atividades, quando desenvolvidas no continente, estão sob o controle dos respectivos órgãos ambientais estaduais. Os órgãos ambientais estaduais têm sido responsáveis também pelo licenciamento e controle dos demais empreendimentos da cadeia de petróleo e gás, com exceção dos dutos, que, quando atravessam mais de um estado, estão também sob a responsabilidade do Ibama, ou dos postos de combustíveis que, mediante convênio, podem ser repassados para a responsabilidade dos municípios (CNI, 2012).

O licenciamento ambiental das atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural tem procedimento específico, regulamentado pela Resolução CONAMA nº23/94, dispondo em seu art. 3º que "*a exploração e lavra das jazidas de combustíveis líquidos e gás natural dependerão de prévio licenciamento ambiental nos termos desta Resolução.*" Considera esta Resolução em seu art. 2º, as seguintes atividades:

- perfuração de poços para identificação das jazidas e suas extensões;
- produção para pesquisa sobre a viabilidade econômica; e
- produção efetiva para fins comerciais.

Nesse contexto, são avaliados, a cada projeto, os impactos ambientais significativos, positivos e negativos, decorrentes das atividades dessa indústria. No processo de avaliação de impactos ambientais, no âmbito do processo de licenciamento, além da identificação de impactos negativos, tem-se a indicação de medidas de correção desses impactos, isto é, a definição de medidas mitigadoras. A expressão “medidas mitigadoras de impactos negativos” deve guardar obediência ao sentido de que as avaliações de impacto devem permitir estabelecer a confiabilidade da solução a ser adotada.

Com relação à contingência em águas sob jurisdição federal, outras entidades de governo, além dos órgãos ambientais, têm papel de destaque, de acordo com a Lei nº 9.966/00, notadamente a ANP, como órgão regulador, e a Marinha, como autoridade marítima (CNI, 2012).

3.3. MUDANÇAS CLIMÁTICAS E MUDANÇA TECNOLÓGICA

As reservas de combustíveis fósseis são exauríveis e devem ser consumidas com a clara noção de sua inerente e irreversível exaustão. Assim, na busca de uma perspectiva sustentável para a indústria do petróleo e do gás natural, além de se requerer o maior cuidado com as práticas de proteção ambiental e mitigação dos efeitos ao meio ambiente ao longo da cadeia de produção, processamento e consumo, é importante que se considerem as possibilidades de transição para fontes energéticas mais brandas. No caso do Brasil algumas destas alternativas já estão identificadas e devem ser reforçadas, especialmente aquelas associadas ao uso das bioenergias, cujo potencial brasileiro é reconhecido (Horta, 2002).

As novas tecnologias para explorar petróleo e gás irão alterar o mapa geopolítico da energia. Destacam-se as que permitem a exploração de petróleo em águas profundas e o aproveitamento do petróleo arenoso. Além disso, há o aprimoramento de processos físicos e químicos que purificam o petróleo de baixa qualidade. Por fim, a técnica de exploração do gás de xisto tem ser mostrado bastante promissora.

A produção e o processamento de fontes não convencionais de petróleo apresentam problemas ambientais únicos que incluem poluição do ar e da água e devastação de áreas superficiais. (Tavares, 2005)

Há algumas ressalvas importantes na exploração desses combustíveis fósseis não convencionais. Em primeiro lugar, ainda apresentam elevados custos, inviabilizando sua utilização a menos que os preços de seus produtos se mantenham elevados. Um segundo aspecto refere-se a diminuição do esforço tecnológico na busca de fontes de energia renováveis e usos mais eficientes de energia. Por fim, no caso da exploração de gás de xisto, não há clareza a respeito dos riscos de contaminação do lençol freático pelos produtos químicos utilizados em sua exploração. Há também dúvidas relacionadas a possibilidade do gás liberado no processo de extração possa provocar pequenas explosões subterrâneas e tremores (CNI, 2012).

Os Cenários de Baixo Carbono do estudo publicado recentemente pelo Banco Mundial (DE GOUVELLO, 2010) mostram algumas medidas para redução das emissões de GEE nas atividades de produção de petróleo e gás natural e de refino. As medidas contemplam refinarias novas e existentes e a introdução de plantas de GTL (*gas-to-liquids*). Já paras as plantas existentes, as alternativas consideradas são: integração energética, redução de formação de incrustações e controle avançado de processos. Em relação às novas refinarias, considerou-se um modelo otimizado em que se foca na produção de diesel integrada à produção de petroquímicos. As plantas GTL são capazes de produzir combustíveis líquidos (com destaque para o diesel de alta qualidade) a partir do gás natural, aproveitando eventualmente o gás que seria queimado em *flares* nas plataformas de petróleo *offshore* (CNI, 2012).

A combinação dessas diversas medidas permitiria evitar um volume médio de emissões de GEE de 12,3 $MtCO_{2e}$ por ano. Segundo o referido estudo do Banco Mundial, a medida mais custo-efetiva é a introdução da tecnologia GTL, que também proporciona o maior volume de emissões evitadas. A introdução de CCS (Carbon, Capture and Storage) também é uma possível medida de mitigação de emissões no setor de petróleo. Entretanto, o estudo do Banco Mundial mostra que o custo de mitigação associado a essa alternativa pode ser superior a 100 US$/$tCO_{2e}$. Além disso, algumas questões tecnológicas ainda precisam ser equacionadas para viabilizar a plena utilização da técnica CCS (CNI, 2012).

Outras iniciativas são sugeridas pela CNI (2012) e têm como pressuposto fundamental a adoção de medidas que permitam incrementar gradativamente a sustentabilidade do setor de petróleo e gás, por meio de:

- estímulo ao uso de energia gerada por recursos renováveis, como a produção e comercialização de biocombustíveis;
- desenvolvimento de análise dos riscos e das oportunidades referentes à redução e ao gerenciamento de emissões de gases de efeito estufa e à mudança do clima;
- geração de renda e de oportunidades de trabalho em função do aumento do nível de emprego no setor e da capacitação da força de trabalho. Nesse sentido, deverão ser capacitadas mais de 200 mil pessoas até 2014;
- estabelecimento de critérios cada vez mais rigorosos para avaliar os impactos ambientais e socioeconômicos causados pelas atividades do setor nas comunidades onde atua, gerando, quando for o caso, ações compensatórias e de mitigação adotadas do início ao final de uma operação;
- priorização da transparência como um princípio ético que norteie todas as ações e operações do setor e todos os relacionamentos com as partes interessadas;
- engajamento e diálogo com as partes interessadas.

REFERÊNCIAS

ABADIE, E. Apostila sobre processos de refinação. PETROBRAS/RH/UC/DTA. 2003.

AGÊNCIA BRASILEIRA DE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL. Relatório Setorial: Transformados Plásticos. Estudos Setoriais de Inovação, 2009

AGÊNCIA BRASILEIRA DE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL. Estudo Setorial – Plásticos. São Paulo: ABDI, 2008. v.4 (Série Cadernos da Indústria, 4).

ALMEIDA, E. "Fundamentos de Economia da Energia – Petróleo". Rio de Janeiro,COPPEAD / UFRJ. IE, 2003**.**

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro, 2012.

BASTOS, V. D. Desafios da petroquímica brasileira no cenário global. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n. 29, p. 321-358, mar. 2009.

BRITISH PETROLEUM. Statistical Review of World Energy. June 2011. Disponível em embp.com/statisticalreview.

CAMPOS, A.F. Petrobrás: a caminho da privatização? (A quebra do monopólio estatal e suas implicações). Dissertação de Mestrado em Economia, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 1998.

CAMPOS, A.F. Transformações recentes no setor petrolífero brasileiro Perspectiva Econômica online*,* 1(1): 68-81, jan./jun., 2005.

CANELAS, A. Investimentos em Exploração e Produção após a Abertura da Indústria Petrolífera no Brasil: Impactos Econômicos. Monografia de Graduação em Ciências Econômicas. Rio de Janeiro: Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro- UFRJ, 2004.

CHESNAIS, F. La pétrochimie. In: OMAN, Charles. Les nouvelles formes d'ínvestíssement dans les industries des pays en déveioppement. Paris: OCDE, 1989, p.87-154.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. Contribuição do setor brasileiro de petróleo, gás e biocombustíveis para o desenvolvimento sustentável no país / Confederação Nacional da Indústria. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Brasília: CNI, 2012.

CORRADI, S.R. Ecoeficiência na Indústria de Petróleo: O Estudo do Craqueamento Catalítico na Petrobrás. Escola Brasileira de Administração Pública e Empresas. Dissertação de mestrado, 2008.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE).Balanço Energético Nacional 2011 – Ano base 2010: Resultados PreliminaresRio de Janeiro: EPE, 2011.

ERNEST & YOUNG TERCO. Brasil sustentável: persperctivas dos mercados de petróleo, etanol e gás natural. Ernest & Young Terco Brasil, 2011

ENTSCHEV, E. Análise econômica do HBio como biocombustível em substituição parcial no diesel mineral. Dissertação de mestrado, Instituto de Pesquisas Tecnológicas, 2008

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SÃO PAULO (FIESP).Panorama Energético das Américas e Caribe. FIESP, 2010

FRANSOO, J. C.; **RUTTEN,** W. G. M. M., 1994, A Typology of Production Control Situations in Process Industries, *International Journal Of Operations & Production Management*, v. 14, n. 12, p. 47-57.

FURTADO, J.; HIRATUKA, C.; GARCIA, R. e SABBATINI, R. La nueva petroquimica brasileña: limites para la competitividad sustentable. Comercio Exterior, v. 52, n. 8, p. 736-745, 2002

GARCIA, F.A.P. Marcadores metálicos como avaliação de impacto de emissões petroquímicas em zona urbana. Dissertação do programa de pós-graduação em oceanografia física, química e geológica. Rio Grande, 2010.

GUEDES FILHO, E.M., FARINA, E.M.M.Q. e BRASIL, E.U. Efeitos anticompetitivos da participação da Petrobras nos leilões de venda de energia gerada por termoelétricas. Tendências Consultoria Integrada, 2011.

GUERRA, O. Competitividade da indústria petroquímica: nota técnica da indústria petroquímica. In: COUTINHO, Luciano et al. coords. Estudo da competitividade da indústria brasileira. Campinas: MCT/ FINEP/ PAC/ DCT, 1993.

GIELEN, D. et al. IEA petrochemical scenarios for 2030-2050: energy technology perspectives. Paris: International Energy Agency, 2007. Disponível: http://www.iea.org/textbase/work/2006/petrochemicals/Discussion_Paper.pdf>.

GOMES, G.L. CONFIGURAÇÕES ALTERNATIVAS DE REFINO E INTEGRAÇÃO COM PETROQUÍMICA NO BRASIL. *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008,* Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2008

GONÇALVES, A. M. Melhorias no desempenho ambiental do Setor de Transformação de Plásticos decorrentes de aperfeiçoamento tecnológico realizado pelo PRUMO/Plásticos do IPT. Dissertação de mestrado profissional em Tecnologia Ambiental. Instituto de Pesquisas Tecnológicas, 2011.

HORTA, L.A. Produção e processamento de petróleo e gás natural no Brasil: perspectivas e sustentabilidade nos próximos 20 anos. [S.l.]; ANP, 2002

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Mudanças Climáticas e o Setor Elétrico Brasileiro. White Paper 6, São Paulo, 2012.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Energy technology perspectives 2006: Scenarios and Strategies to 2050. Paris: Organization for Economic Co-operation and Development (OECD), 2006.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Tracking industrial energy efficiency and co2 emissions. Paris: Organization for Economic Co-operation and Development (OECD), 2007.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Worldwide trends in energy use and efficiency. Paris: Organization for Economic Co-operation and Development (OECD), 2008.

IHS (2008), Upstream Capital Costs Index. Disponível em http://www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/index.aspx. 05 novembro de 2012

KIMURA, R. M. Indústria brasileira de petróleo: uma análise da cadeia de valor agregado. Monografia de Bacharelado em Economia. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

KUPFER, D., LAPLANE, M.F. e HIRATUKA, C. (Coords.). Perspectivas do investimento no Brasil: Rio de Janeiro: Synergia: UFRJ, Instituto de Economia; Campinas: UNICAMP, Instituto de Economia, 2010.

LÉO, S. É tempo de pensar no combustível do futuro. Valor Online, São Paulo, 11 dezembro 2006. Disponível em: http://www.valoronline.com.br/ valor economico/285/

MAGOON, L. B., & DOW, W. G., 1994. The Petroleum System, in Magoon, L. B., and Dow, W.G., eds., The petroleum system - From source to trap: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 3-24.

MARIANO, J. B.; Impactos ambientais do refino de petroleo. Dissertação de mestrado no programa de pós-graduação de engenharia. UFRJ Rio de Janeiro, 2001, 289p.

MOREIRA, F.S. A Integração refino petroquímica como alternativa para atendimento do crescente mercado de petroquímicos. Dissertação de mestrado do programa de processos químicos e bioquímicos. UFRJ Rio de Janeiro, 2008, 135p

MOREIRA, C., FERNADES, E., GOMES, G.L., DVORSAK, P., HEIL,T.B.B., BASTOS, V.D. Potencial de investimento no setor petroquímico brasileiro 2007-2010, BNDES, 2007**.**

MONTENEGRO, R. S. P.; MONTEIRO FILHA, D. C.; GOMES, G.L. Indústria petroquímica brasileira: em busca de novas estratégias empresariais BNDES Setorial, n.9, 1999

OLIVEIRA, A. *Indústria Para-Petrolífera Brasileira Competitividade, Desafios e Oportunidades.* Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro e PROMINP, 2008.

OLIVEIRA, G., GUEDES FILHO, E.M., FERRES, J.P. e VALLADARES, F.E.C. Parecer sobre questões econômicas e concorrenciais decorrentes da constituição da Braskem. Tendências Consultoria Integrada, 2003.

PAVITT, K. Sectorial patterns of technical change: towards a taxonomy and a theory, *Research Policy*, 13, 343-373, 1984.

PEREIRA, R.A., ALVES, T.B, FURTADO, L.R., ANTUNES, A.M.S. E SÁ, L.G. Tendências tecnológicas e mercadológicas dos principais produtos petroquímicos básicos: eteno e propeno. 4o PDPETRO, Campinas, SP 2007

PINTO JR et al (2007) Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. 1ª Ed. Rio de Janeiro: Campus, 2007.

QUIJADA, Raul (1993). Os novos materiais: vantagens técnicas e econômicas. Indicadores Econômicos FEE, Porto Alegre, v.21, n.1, p. 160-164.

RAVAGNANI, A.T.G. Modelagem Tecno economica de Sequestro de CO2 considerando Injeção em Campos Maduros. Tese (Doutorado) – Unicamp. Campinas, 2007.

RIBAS, R.P. Estratégias de empresas petróleo no cenário de mudanças climáticas globais. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.

SANTOS, P.C. Desafios para a implantação de uma refinaria petroquímica no Brasil. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. Programa EQ-ANP, Monografia em Engenharia Química, 2006

SILVA, C. R. S; FURTADO, A. T. Uma análise da nova política de compras da PETROBRAS para seus empreendimentos *offshore.* Revista Gestão Industrial, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Ponta Grossa, 2006.

SOARES, A.C., LEAL, J. E. e AZEVEDO, I.R. Diagnóstico da rede de distribuição de derivados de petróleo no Brasil e sua representação em um SIG. XXIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção, Ouro Preto, 2003

TAVARES, M. E. E. Análise do Refino no Brasil: Estado e Perspectivas - Uma Análise "Cross-Section". Tese de Doutorado. Programa de Planejamento Energético/COPPE/UFRJ. Março, 2005.

THOMAS, J.E (org). Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 1ª ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

TSALIK, S. & SCHIFFRIN, A. Reportando o petróleo. Open SocietyInstitute, Nova Iorque, 2005**.**

UFRJ (Universidade Federal do Rio de Janeiro). Projeto: Matriz Brasileira de Combustíveis. Rio de Janeiro: GEE/IE/UFRJ, 2006, 170p.

World Resources Institute. Climate Analysis Indicators Tool, 2011**.**