

SILVIA PARREIRA TANNÚS

FLUXOS DE COMÉRCIO EXTERIOR, INVESTIMENTO
DIRETO EXTERNO E COMPETITIVIDADE NA INDÚSTRIA
MUNDIAL DE PETRÓLEO

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
INSTITUTO DE ECONOMIA
UBERLÂNDIA-MG
FEVEREIRO/2014

SILVIA PARREIRA TANNÚS

FLUXOS DE COMÉRCIO EXTERIOR, INVESTIMENTO
DIRETO EXTERNO E COMPETITIVIDADE NA INDÚSTRIA
MUNDIAL DE PETRÓLEO

Tese apresentada ao Programa de
Pós-Graduação em Economia do Instituto de
Economia da Universidade Federal de
Uberlândia (IE-UFU) como requisito para a
obtenção de título de Doutora em Economia.

Orientador: Prof. Dr. Clésio Lourenço Xavier

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
INSTITUTO DE ECONOMIA
UBERLÂNDIA-MG
FEVEREIRO/2014

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

Sistema de Bibliotecas da UFU, MG, Brasil.

T167f
2014

Tannús, Silvia Parreira, 1974-

Fluxos de comércio exterior, investimento direto
externo e competitividade na indústria mundial de petróleo /
Silvia Parreira Tannús -- 2014.

175 f. : il.

Orientador: Clésio Lourenço Xavier.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de
Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Economia.

Inclui bibliografia.

1. Economia - Teses. 2. Comércio exterior - Teses. 3.
Indústria petrolífera - Exportação - Teses. 4. Indústria
petrolífera - Investimentos. I. Tannús, Silvia Parreira. II.
Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-
Graduação em Economia. III. Título.

CDU: 330

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
INSTITUTO DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

FLUXOS DE COMÉRCIO EXTERIOR, INVESTIMENTO DIRETO
EXTERNO E COMPETITIVIDADE NA INDÚSTRIA MUNDIAL DE PETRÓLEO

Silvia Parreira Tannús

Tese de doutorado defendida em 24/02/2014.

COMISSÃO JULGADORA:

Prof. Dr. Clésio Lourenço Xavier
Orientador – Instituto de Economia (IE/UFU)

Profª. Dra. Débora Nayar Hoff
Instituto de Economia (IE/UFU)

Profª. Dra. Marisa dos Reis A. Botelho
Instituto de Economia (IE/UFU)

Prof. Dr. Eduardo Luiz Machado
Universidade Federal de São Paulo (UNIFESP)

Prof. Dr. Thales de Oliveira Costa Viegas
Camargo Correa

Dedico este trabalho à minha família,
em especial ao Pedro e ao Marco
Paulo.

AGRADECIMENTOS

A Deus por sempre iluminar o meu caminho.

Ao meu filho Pedro, que apesar de muito pequeno, sempre me compreendeu e me incentivou.

A minha família, pelo exemplo e pelo incentivo.

Ao meu esposo Marco Paulo, pelo carinho e pelo companheirismo em todos os momentos.

A Universidade Federal de Uberlândia, especialmente aos professores e funcionários do Instituto de Economia, pela oportunidade de formação acadêmica.

Ao professor Clésio pela orientação e dedicação.

Aos componentes da comissão julgadora, professores Débora Nayar Hoff, Marisa dos Reis A. Botelho, Eduardo Luiz Machado e Thales de Oliveira Costa Viegas pelas críticas e importantes sugestões.

A Tia Lúcia, Dete, Edir e André pelo grande apoio e amizade.

A Emília, pelas valiosas contribuições.

Aos meus amigos e a todas as pessoas que, de alguma forma, participaram da elaboração deste trabalho.

“O combustível do futuro é a eficiência.”
(Daniel Yergin)

RESUMO

FLUXOS DE COMÉRCIO EXTERIOR, INVESTIMENTO DIRETO EXTERNO E COMPETITIVIDADE NA INDÚSTRIA MUNDIAL DE PETRÓLEO.

A importância econômica e estratégica do petróleo fez com que as questões relacionadas à segurança energética e ao acesso as reservas ganhassem mais importância a partir dos anos 1990. É neste contexto que a Indústria Mundial do Petróleo, considerada um paradigma da moderna organização industrial do século XX, se reestrutura e experimenta inovações de cunho financeiro, tecnológico e organizacionais. O objetivo principal desse trabalho foi avaliar os efeitos de tais inovações sobre a competitividade, os fluxos de investimentos diretos externos (IDE), a produção e os fluxos comerciais de petróleo. Para tanto, foram construídos indicadores de desempenho (Vantagem Comparativa Revelada, de *Market Share* e de Comércio Intraindustrial) que foram analisados juntamente com os fluxos de IDE. Por meio dessa análise verificou-se que a consolidação de vantagens competitivas nessa indústria reforçaram suas características principais no que tange à concentração industrial, internacionalização, integração vertical e participação significativa de empresas estatais.

ABSTRACT

FOREIGN TRADE FLOW, FOREIGN DIRECT INVESTMENT AND COMPETITIVENESS IN GLOBAL PETROLEUM INDUSTRY

The economic and strategic importance of oil made the issues related to energy security and access to oil reserves gain relevance from the 1990s on. It was within this context that the World Petroleum Industry, considered a paradigm of modern industrial organization of the 20th Century, restructured and experienced financial, technological and organizational innovations. The main objective of this study was to evaluate the effects of such innovations on competitiveness, foreign direct investment (FDI) inflows, and oil production and trade. Thus, performance indicators (Revealed Comparative Advantage, Market Share and Intra-Industry Trade) were built and analyzed along with FDI inflows. This analysis showed that the consolidation of competitive advantages in this industry strengthened its main features regarding industrial concentration, internationalization, vertical integration, and meaningful participation of state-owned enterprises.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - A Cadeia Produtiva Petrolífera.....	28
Figura 2 - A Indústria Para-petrolífera.....	30
Figura 3 - Participação do Petróleo na Matriz Energética Mundial	34
Figura 4 - Distribuição das Reservas Provadas de Petróleo –1981, 1991, 2001 e 2011.	45
Figura 5 - Razão entre Reservas Comprovadas e Produção Anual (anos) – 2011	46
Figura 6 - Maiores Produtores de Petróleo no Ano de 2010 (em mil barris/dia)	47
Figura 7 - Produção Mundial de Petróleo – 1980 a 2010 (mil barris/dia)	48
Figura 8 - Consumo Mundial de Petróleo por Região 1980 a 2010 (milhões de barris/dia).....	49
Figura 9 - Consumo Mundial de Petróleo - Por Países – 2010 (milhões de barris)	50
Figura 10 - Participação das Exportações de Petróleo na Produção Total - 1965 a 2010	52
Figura 11 - Fluxo Comercial de Petróleo (milhões de toneladas) - 2010	53
Figura 12 - Fatores que Influenciam o Preço do Internacional Petróleo	57
Figura 13 - Evolução do Consumo mundial de petróleo 1995-2012 (em milhões de barris diários)	58
Figura 14 - Consumo e Produção Mundiais de Petróleo 1995 a 2012 (em milhões de barris diários)	60
Figura 15 - Volume de Contratos no Mercado Internacional de Petróleo - 2005 a 2010	62
Figura 16 - Esquema de Interação entre Mercados Spot e Futuros de Petróleo	63
Figura 17 - Evolução dos Preços Médios Anuais no Mercado Spot - 1992-2012(US\$/barril)	64
Figura 18 - IDE Destinado à Indústria Extrativa e de Petróleo 2003-2012 (milhões de dólares)	112
Figura 19 - IDE Destinado à Indústria de Derivados de Petróleo e combustíveis Nucleares 2003-2012 (milhões de dólares)	115
Figura 20 - Estoque IDE Inward no Setor Petróleo – EUA e China - 2001 a 2011 (milhões de dólares)	116
Figura 21 - Estoque IDE Outward EUA - 2001 a 2011 (em milhões de dólares)	117
Figura 22 - Procedimento de Licitação	135
Figura 23 - Modelo de Partilha.....	138

Figura 24 - Evolução das Reservas Provadas no Brasil - 1980 a 2012 (milhões de barris diários).....	140
Figura 25 - Distribuição Percentual das Reservas Provadas Brasileiras de Petróleo, segundo Unidades da Federação –2012	141
Figura 26 - Evolução da Produção de Petróleo no Brasil - 1965 a 2012 (milhões de barris diários)	142
Figura 27 - Produção de Petróleo no Brasil, por Concessionário – 2012	144
Figura 28 - Evolução do Consumo Brasileiro de Petróleo - 1965 a 2011 (milhões de barris diários)	145
Figura 29 - Evolução da Capacidade de Refino de Petróleo Brasileira - 1965 a 2011 (milhões de barris diários)	147
Figura 30 - Exportações e Importações de Petróleo - Brasil - 1997 a 2011 (milhões de dólares)	148
Figura 31 - Fluxos de IDE da Indústria Petrolífera Brasileira 1997 a 2012 (em milhões de dólares).....	153
Figura 32 - IDE Destinado a Extração e ao Refino de Petróleo no Brasil -1996 a 2012 (em milhões de dólares).....	154
Figura 33 - Dimensão Espacial das Atividades Internacionais da Petrobras - 2013	155
Figura 34 - Evolução dos Investimentos Obrigatórios em Pesquisa e Desenvolvimento –2003-2012 (em milhões de reais).....	160

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - As Dez Maiores Petrolíferas Mundiais - 2011.....	27
Tabela 2 - Importações e Exportações Mundiais de Petróleo Cru e Derivados - 2010 - milhões de barris diários.....	67
Tabela 3 - Reversas Provadas, Produção, Exportações Capacidade de Refino, Consumo de petróleo Países Produtores e Exportadores - 2012 - (%).	84
Tabela 4 - MS e VCR dos Países Produtores e Importadores – 1997 a 2011	88
Tabela 5 - MS dos Países Produtores e Exportadores – 1997 a 2011.....	89
Tabela 6 - VCR dos Países Produtores e Exportadores – 1997 a 2011	91
Tabela 7 - IGL dos Países Produtores e Exportadores – 1997 a 2011.....	93
Tabela 8 - IGL dos Países Produtores e Importadores – 1997 a 2011	94
Tabela 9 - Estoque IDE <i>Outward</i> Grupo de Países Produtores e Exportadores de Petróleo - 2001 a 2011 (em milhões de dólares).....	118
Tabela 10 - Estoque IDE <i>Inward</i> Grupo de Países Produtores e Exportadores de Petróleo -2001 a 2011 (em milhões de dólares).....	119
Tabela 11 - Evolução dos Indicadores do Setor Petrolífero Brasileiro 1998 - 2011	139
Tabela 12 - <i>Market Share</i> , Vantagem Comparativa Revelada e Índice de Grubel Lloyd – Brasil – 1997 a 2011.....	149

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>API</i>	<i>American Petroleum Institute</i>
E&P	Exploração e produção
IDE	Investimento Direto Externo
IGL	Índice de Grubel e Lloyd
IMP	Indústria Mundial de Petróleo
MS	<i>Market Share</i>
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
P&D	Pesquisa e desenvolvimento
TNI	Índice de Transnacionalidade
VCR	Vantagem Comparativa Revelada

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
2	ESTRUTURA E CONCORRÊNCIA NA INDÚSTRIA MUNDIAL DE PETRÓLEO.....	18
2.1	A Evolução da Indústria Mundial de Petróleo	18
2.1.1	A formação da Indústria Mundial do Petróleo: da Competição Oligopolística à Desintegração	19
2.1.2	Os Choques do Petróleo.....	23
2.1.3	A Reestruturação da Indústria Mundial de Petróleo.....	25
2.2	A Cadeia Produtiva do Petróleo.....	28
2.2.1	O Upstream: Exploração e Produção de Petróleo	29
2.2.2	O Downstream: Transporte, Refino e Distribuição de Petróleo.....	31
2.3	As Características Estruturais da Indústria do Petróleo: Escassez e Risco, Escala e Concentração.....	33
2.3.1	A Escassez e o Capital de Risco na Indústria de Petróleo	33
2.3.2	As Economias de Escala e a Concentração do Mercado Petrolífero	35
2.3.3	Assimetrias nos Custos de Produção no Setor de Petróleo.....	36
2.3.4	A Integração Vertical na Indústria de Petróleo	39
2.3.5	As Fortes Barreiras à Entrada na Indústria de Petróleo	40
2.3.6	O Conteúdo Tecnológico Envolvido no Processo de E&P.....	42
3	O DESEMPENHO DA INDÚSTRIA MUNDIAL DE PETRÓLEO NO PERÍODO RECENTE.....	44
3.1	A Evolução das Reservas, Produção e Consumo Mundiais de Petróleo Bruto no Período Recente.	44
3.1.1	A Distribuição das Reservas Provadas e da Produção Mundial de Petróleo no Período entre 1991 a 2011.	44
3.1.2	A Evolução do Consumo Mundial de Petróleo no Período entre 1980 e 2010	49
3.2	Fluxos Internacionais de Comércio de Petróleo	51
3.3	A Formação do Preço do Petróleo	54
3.4	Notas Metodológicas	66
3.4.1	Países Produtores e Exportadores de Petróleo.	72

3.4.2	Países Produtores e Importadores.....	84
3.5	Desempenho Competitivo de Países Seleccionados na Indústria de Petróleo ...	86
3.5.1	Fluxos Comerciais Intraindustriais em Países Seleccionados na Indústria de Petróleo.....	92
4	FLUXOS DE INVESTIMENTO DIRETO EXTERNO NA INDÚSTRIA MUNDIAL DE PETRÓLEO NO PERÍODO RECENTE.....	96
4.1	Uma Revisão sobre Investimento Direto Externo (IDE).....	96
4.2	Fatores Explicativos do IDE na Indústria Mundial de Petróleo	109
4.3	Avaliação dos Fluxos de Investimento Direto Externo dos Países Importadores e Exportadores de Petróleo, no Período de 1997 a 2011.....	110
5	EVOLUÇÃO, DESEMPENHO E COMPETITIVIDADE NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO NO BRASIL.....	123
5.1	Evolução e Caracterização da Indústria de Petróleo no Brasil	123
5.1.1	A Primeira Fase da Exploração de Petróleo Brasileira (1858 – 1953)	123
5.1.2	A Segunda Fase: o Monopólio Estatal da Petrobrás (1954 – 1997)	128
5.1.3	A Terceira Fase: O Fim do Monopólio Estatal da Petrobrás	132
5.2	Reservas, Produção e Consumo de Petróleo no Brasil.....	139
5.2.1	Reservas provadas	139
5.2.2	Produção de Petróleo Brasileira	142
5.2.3	O Consumo Brasileiro de Petróleo	144
5.2.4	A Capacidade de Refino de Petróleo Brasileira	145
5.3	Fluxos de Comércio Exterior de Petróleo do Brasil.....	148
5.4	Fluxos de IDE no Brasil na Indústria de Petróleo.....	152
6	CONCLUSÕES	162
7	REFERÊNCIAS.....	167

1 INTRODUÇÃO

O petróleo é considerado um produto estratégico e indispensável para o crescimento e o desenvolvimento das economias dos países industrializados e daqueles em desenvolvimento. O motivo de tanta importância é que o petróleo é a fonte de energia mais consumida no mundo, sendo assim, os países exportadores e importadores são fortemente influenciados pelos seus preços.

Devido a sua importância econômica e a sua distribuição geográfica desigual, o petróleo tornou-se uma *commodity* eminentemente transacional. Enquanto, de um lado, a maior parte das reservas ainda localizam-se em regiões onde a demanda por este recurso é limitada, de outro, regiões fortemente industrializadas e grandes consumidoras sofrem com a sua escassez.

Esse desequilíbrio pode ser agravado tanto por questões geopolíticas, quanto pelos fatores sistêmicos relacionados ao ambiente macroeconômico. A consequência desse descompasso entre a oferta e a demanda pode ser a oscilação do nível de preços, o que culminaria em alta volatilidade do preço internacional do petróleo.

Mas não é só a volatilidade dos preços a única fonte geradora de incerteza, quando se discute sobre petróleo. Algumas peculiaridades setoriais, apresentadas a seguir, também são relevantes para explicar a complexa estrutura da Indústria Mundial do Petróleo (IMP) e as estratégias de atuação de suas empresas. Inicialmente, o fato de o petróleo ser um recurso natural exaurível e não renovável já é uma fonte de instabilidade; faz-se necessário o emprego de alta tecnologia para a exploração e produção à medida que a tecnologia se intensifica, os custos e investimentos crescem, assim sendo, a atividade de Exploração e Produção (E&P) exige alto investimento em capital de risco, com longo prazo de maturação. Diante de tais características setoriais, a IMP se aproveita das economias de escala, da integração vertical, das barreiras à entrada e de uma estrutura oligopolizada e internacionalizada para diluir riscos, custos e assegurar o acesso à matéria-prima.

Ante essas características, essa indústria pode ser considerada um paradigma da moderna organização industrial do século XX, cujo desenvolvimento se deu por meio de duas modalidades de organização distintas: aquelas com grandes corporações privadas, verticalmente integradas e internacionalizadas (*majors*) ou independentes e as empresas de origem estatal ou estatizadas.

Após os choques do petróleo na década de 1970, a preocupação com a instabilidade dos preços, oriunda de mercados consumidores regulados e estruturas de oferta oligopolizadas, criou a necessidade de administração dos riscos relacionados a preços por parte dos agentes, o que resultou no desenvolvimento de mecanismos financeiros de proteção como *hedge*, os derivativos, as opções e os contratos futuros. Estes, a partir dos anos 1980, possibilitaram aos participantes do mercado de petróleo maior eficiência na gestão do risco de preços, reduzindo sua exposição.

Com essas mudanças de cunho financeiro, o petróleo tem passado por um processo de “comoditização”, ou seja, de maior uniformidade do produto no mercado. Assim, grande parte dos contratos de petróleo faz referência aos marcadores WTI (*West Texas Intermediate*) e Brent e, dependendo das características do petróleo, é acrescido um prêmio ou um desconto em relação ao preço do marcador. A importância crescente do mercado *spot* e as transformações estruturais da indústria do petróleo possibilitaram a dissolução da antiga prática de preços de referência estabelecida pela OPEP e introduziram um novo elemento às cotações do preço do petróleo: a volatilidade. Desde então, ocorre o aperfeiçoamento de mecanismos financeiros de gerenciamento de risco, como operações de *hedge* e nos mercados futuros, a termo e de opções.

Nos anos 2000, o aquecimento da demanda, em decorrência do aquecimento da economia mundial, desencadeou a preocupação com o esgotamento das reservas de petróleo. Mais uma vez, a alta dos preços internacionais desse produto provocou reações na indústria petrolífera. A estratégia mais comum foi a de que se intensificar o esforço tecnológico (exploração *offshore* em águas profundas e ultraprofundas, aperfeiçoamento dos meios de transporte, aprimoramento de novas fontes de energia e de refino) e a descoberta de novas jazidas em outras regiões. Os preços elevados e a baixa elasticidade da demanda justificaram a elevação dos custos de E&P, e o avanço tecnológico ainda contribuiu para aumentar as economias de escala, a interdependência tecnológica e econômica entre os elos da cadeia produtiva. O reflexo disso foi a consolidação de vantagens competitivas que, por sua vez, reforçaram as principais características dessa indústria no que tange à concentração industrial, internacionalização, integração vertical e participação significativa de empresas estatais.

A reestruturação da indústria mundial do petróleo, nos anos 1990, assim como aquela ocorrida na década de 1980, impactou, também, os fluxos internacionais de comércio e de Investimentos Diretos Externos (IDE), na medida em que deslocou a geoeconomia do petróleo dos convencionais mercados americano e europeu para novas

regiões produtoras (Extremo Oriente, Rússia, América Latina) e consumidoras (Austrália, Índia, China).

Diante desse cenário verifica-se uma contradição entre o temor do esgotamento do petróleo e o fim dos ciclos econômicos associados à maioria dos recursos naturais. Geralmente, o fim do ciclo econômico ocorre pela perda das vantagens comparativas na sua oferta e não pela escassez desses recursos, ou mesmo pela dificuldade de acesso a eles. No caso da indústria do petróleo, parece ter ocorrido o contrário. E isso pode ser atribuído ao fato de que na indústria do petróleo, a determinação de preços, quantidades produzidas e investimentos não se pautam pela teoria convencional do comércio internacional em função das economias de escala, da estrutura oligopolizada, dos riscos geológicos, da internacionalização e das incertezas de preços não incorporadas nos contratos de longo prazo. A hipótese a ser testada, no decorrer do desenvolvimento desta tese é a de que a internacionalização e a busca pela competitividade na indústria mundial de petróleo, nos anos 1990 e 2000, alteraram significativamente não só os fluxos comerciais como os fluxos de investimento direto externo (IDE), os quais não se referenciaram nas teorias convencionais do comércio exterior (ricardianas e HOS).

Assim, o objetivo principal a ser desenvolvido na tese de doutorado consiste em uma avaliação da competitividade e dos fluxos de comércio e investimento internacionais do setor de petróleo, após o processo de reestruturação ocorrido nos anos 1980 e 1990. Em outros termos, buscar-se-á, especificamente, construir indicadores de competitividade para os países selecionados que permitam avaliar os efeitos das inovações tecnológicas, organizacionais e financeiras sobre a competitividade, os investimentos diretos externos (IDE), a produção e os fluxos de comércio exterior da indústria petrolífera mundial.

Para cumprir com esse objetivo, a tese foi estruturada em 5 capítulos, além deste primeiro, destinado a esta introdução. No segundo capítulo, são discutidas as características estruturais e o padrão de concorrência na indústria mundial do petróleo. Para tanto, este capítulo é dividido em três partes: a primeira apresenta um histórico da evolução desta indústria, a segunda aborda a configuração da sua cadeia produtiva e, por fim, a terceira parte descreve as suas características econômicas.

O terceiro capítulo avalia os fluxos de comércio internacional de petróleo para dois grupos de países selecionados: os países exportadores de petróleo e os países importadores de petróleo, no período compreendido entre 1997 e 2011. Inicialmente, apresentando informações quantitativas sobre a distribuição das reservas internacionais,

a estrutura produtiva e as características dos fluxos de comércio exterior de petróleo e, em seguida, a avaliação dos indicadores de *Market Share* (MS), Vantagens Comparativas Reveladas (VCR) e de comércio intraindustrial, o índice de Grubel e Lloyd (IGL) para os países selecionados.

O quarto capítulo avalia os fluxos de IDE para os mesmos grupos de países selecionados. Está dividido em três partes: a primeira, destinada à evolução da teoria sobre os fluxos de investimento direto externo (IDE), a segunda, que evidencia a importância da relação entre esses fluxos e a dotação de recursos naturais e, finalmente, a terceira parte que apresenta a avaliação de indicadores empíricos.

No quinto capítulo, busca-se mostrar a evolução econômica da indústria de petróleo no Brasil com o objetivo de avaliar os fluxos de comércio internacional e de investimento direto externo (IDE), no período compreendido entre 1997 e 2011. Para tanto, este capítulo foi dividido em quatro partes: na primeira, é abordada a evolução e a caracterização da indústria petrolífera brasileira; na segunda, são expostas informações quantitativas sobre a distribuição das reservas internacionais, a estrutura produtiva e as características dos fluxos de comércio exterior de petróleo; na terceira, são avaliados os indicadores de *Market Share* (MS), Vantagens Comparativas Reveladas (VCR) e de comércio intraindustria; e, na quarta parte, são avaliados os fluxos de investimento direto externo (IDE). Por fim, o capítulo 6 traz as principais conclusões deste trabalho.

2 ESTRUTURA E CONCORRÊNCIA NA INDÚSTRIA MUNDIAL DE PETRÓLEO

O objetivo deste capítulo é caracterizar a estrutura e o padrão de concorrência na Indústria Mundial do Petróleo (IMP). Para tanto, este capítulo está dividido em três partes: a primeira apresenta um histórico da evolução desta indústria, a segunda aborda a configuração da sua cadeia produtiva e, por fim, a terceira parte discorre sobre as suas características econômicas.

2.1 A Evolução da Indústria Mundial de Petróleo

Apesar de o petróleo ser utilizado, desde a Idade Média, como impermeabilizador e arma de guerra (bolas de fogo), seu potencial energético só foi difundido no século XIX e baseou-se, essencialmente, no querosene, empregado para a iluminação em substituição ao óleo de baleia ou de outros animais.

A partir do século XX, entretanto, o uso do petróleo e seus derivados se ampliou e, dada a sua facilidade de produção e transporte, passou a ser insumo importante na fabricação de: remédios, plásticos, materiais sintéticos. Com o surgimento dos motores à combustão, substituiu rapidamente o carvão como combustível, configurando-se, assim, como fonte dominante de energia tanto em países desenvolvidos, como naqueles em desenvolvimento. O “ouro negro” tornou-se, então, notadamente após a década de 1960, insumo-chave da economia do século XX e, possivelmente, das primeiras décadas do século XXI.

Segundo Campos (2007) e Alveal (2002), a evolução da indústria do petróleo baseou-se em dois modelos de organização industrial, articulados em torno de empresas verticalmente integradas e internacionalizadas: o primeiro, de origem americana, centrou-se no crescimento de *players* privados, e o segundo, difundido na maioria dos países de industrialização tardia, baseou-se no crescimento de empresas estatais. Historicamente, essa evolução pode ser dividida em três fases:

- ✓ A formação da Indústria Mundial do Petróleo: da Competição Oligopolística à Desintegração;
- ✓ Os Choques do Petróleo;

✓ O Processo de Reestruturação da Indústria Mundial do Petróleo.

2.1.1 A formação da Indústria Mundial do Petróleo: da Competição Oligopolística à Desintegração

A indústria mundial do petróleo teve origem nos EUA, a partir da descoberta pioneira de petróleo por Edwin Drake, em um poço em Tuttsville, Pensilvânia, em 1859. Iniciou-se aí uma competição pela oportunidade de descobrir e perfurar poços, baseada na “regra de captura”¹. Por esta regra, ao perfurar-se um poço, mesmo que este atingisse um reservatório que estivesse pra além dos limites da propriedade, o direito de exploração ou titularidade seria daquele que o capturou (YERGIN, 2010).

Essa regra conduzia a um padrão de concorrência anárquico que ocasionava alto grau de incerteza entre as pequenas empresas produtoras, a opção dos proprietários do solo era a negociação que privilegiasse a rápida extração de óleo até a sua exaustão. As empresas ainda enfrentavam a dificuldade de armazenamento e escoamento da produção, o que provocava oscilações de preços e um grande entrave ao equilíbrio entre a oferta e a demanda. Por isso, a participação do petróleo na matriz energética americana, nessa época, era de menos de 1% (CLÔ, 2000).

A melhoria dos meios de transporte (as carroças e os cavalos deram lugar aos trens e oleodutos), as novas técnicas de perfuração e o aprimoramento do refino possibilitaram a diversificação dos produtos derivados, ampliando o uso e a regularidade no fornecimento de petróleo. Esses avanços, juntamente como os primeiros esforços cooperativos setoriais deram início à transformação da indústria mundial do petróleo e permitiram as primeiras tentativas de verticalização e internacionalização, propiciando ganhos de escala e de escopo (CAMPOS, 2007).

A companhia *Standard Oil*, de John Rockefeller, foi a primeira empresa a introduzir o padrão de organização industrial internacionalizada, fundamental para o desenvolvimento econômico capitalista do século XX. O termo *Standard* (do inglês, “padrão”) referia-se à tentativa de padronização do produto final (querosene), visando

¹ Baseada na legislação britânica e no Conceito de Common Law, que diz que a propriedade do solo é idêntica a do subsolo. No entanto, no caso de este solo ou subsolo apresentarem alguns bens que podem se movimentar, como a água, o petróleo, o gás e animais silvestres, o homem será o titular daquilo que puder capturar em sua propriedade.

às economias de escala e escopo. A companhia adquiriu as demais refinarias americanas, o controle do transporte, e integrou verticalmente os segmentos da cadeia produtiva (E&P, transporte de cru, refino, transporte de derivados, distribuição e revenda), tornando-se, assim, a única demandante de óleo bruto cru.

Como consequência da estratégia de verticalização de suas atividades, a *Standard Oil* aumentou o volume extraído e processado de óleo sem incrementos significativos de capital fixo, o que reduziu o seu custo médio. Toda a estrutura de produção, refino, transporte e distribuição começou a ser utilizada não mais só para o petróleo, mas para muitos outros derivados, caracterizando economias de escopo. Além dos ganhos advindos das economias de escala e escopo, o fato de todas as etapas desde a extração até a distribuição estarem integradas permitiu significativa redução dos custos (transação, estoque e produção), a captura dos diferenciais de renda e, ainda, o controle da oferta e as oscilações de preço.

Entre 1880 e 1890, a *Standard Oil* controlava cerca de 90% do transporte ferroviário e dos oleodutos, 80% da capacidade de refino e 90% da distribuição do petróleo mundial, e atuava nos EUA, na Europa, na Ásia, na África do Sul e na Austrália. Tornou-se, assim, o primeiro grande monopólio do capitalismo moderno do século XIX e, por isso, a Suprema Corte dos EUA, em 1911, com base no *Sherman Act*², de 1890, determinou seu desmembramento em 33 companhias (CAMPOS, 2007, CANELAS, 2007).

Após a quebra do monopólio da *Standard Oil* e da descoberta de petróleo no Oeste americano (Texas, Lousiana e Oklahoma), a indústria do petróleo passou a ser composta pelas grandes *majors* americanas e europeias, internacionalizadas e integradas verticalmente, e por firmas menores, que atuavam em algum dos elos da cadeia produtiva (independentes).

Os principais *players* norte-americanos: a *Standard Oil of New Jersey* (futura *Esso* e *Exxon*, a *Standard Oil New York* (futura *Mobil Oil*), *Standard Oil of California* (futura *Socal*, mais tarde, *Chevron*), oriundas da divisão da *Standard Oil*, a *Texaco* e a *Gulf Oil* criadas a partir das descobertas no oeste dos EUA, e os *players* europeus *Anglo-Persian (British Petroleum)* e *Royal Dutch Shell*, controlavam as reservas e os canais de distribuição (CAMPOS, 2007).

² Pode ser considerado o início do que hoje se conhece como o aparato jurídico de defesa da concorrência nos EUA.

Diante do poder e do controle exercido pelas *majors*, surgiram tentativas de regulação por parte dos governos norte americano (leis antitrustes) e dos países produtores (criação de empresas estatais e novas condições contratuais para as concessões). O ambiente institucional foi alterado para permitir a coibição do abuso de poder do oligopólio petrolífero. Em meio às mudanças institucionais o Governo americano incentivava o controle do *upstream* por meio da busca por reservas no Oriente Médio, América Latina, Ásia, entre outras. Esse novo cenário intensificou a disputa por fronteiras de exploração e produção (E&P) e a rivalidade entre as empresas petrolíferas, provocando um excesso de oferta e uma guerra de preços, em particular, na Índia, entre *Shell* e *Standard Oil of New York*. A consequência foi a queda dos preços internacionais do petróleo na segunda metade da década de 1920.

Mesmo com os esforços regulatórios e um novo ambiente institucional, as companhias petrolíferas buscaram manter, por meio da coordenação inter e intrafirmas (consórcios) e das barreiras à entrada, o controle da oferta e do mercado mundial. Assim, em 1926, a *Standard Oil*, a *Shell* e a *Anglo-Persian* formaram um cartel internacional por meio do Acordo de *Achnacarry* (Escócia), que, mediante a divisão dos mercados mundiais e o controle de reservas no Oriente Médio, fortaleceu as posições consolidadas até o momento pelas empresas. O cartel foi reforçado pela entrada da *Compagnie Française des Pétroles*, *Mobil*, *Gulf*, *Texaco* e *Socal* e passou a ser conhecido como o Cartel das “Sete Irmãs”.

Nesse contexto, o cartel das sete *majors* configurou-se em um exemplo de regulação corporativa privada de 1926 a 1973. Em 1950, controlava 48% das jazidas de petróleo mundiais, 70% da capacidade de refino e 66% da frota de petroleiros e dos mais importantes dutos. Os contratos de concessão entre essas empresas e os países hospedeiros das principais reservas de petróleo eram duradouros (chegando, em alguns casos, a até 100 anos) e amplamente desfavoráveis aos últimos, o que proporcionava certa estabilidade necessária à sustentação do crescimento dessa indústria.

A reconstrução e modernização das economias europeia e japonesa, após a segunda grande guerra, o crescimento do uso dos veículos automotores e de motores a combustão aceleraram o consumo e as importações de petróleo. O carvão, que havia sido o combustível e a principal fonte de energia da Revolução Industrial, foi, então, substituído pelo petróleo, alterando não só a matriz energética mundial, mas a economia e o comportamento da sociedade daí por diante. Esse novo padrão de consumo e de comportamento social, em meados do século XX, impulsionado pelas indústrias do

petróleo e automobilística, era caracterizado pela demanda em massa de bens duráveis padronizados e foi o responsável pelo significativo crescimento e desenvolvimento industrial da época.

A importância do petróleo, nesse novo contexto econômico e social, desencadeou a disputa pelas jazidas de petróleo no mundo, em especial, no Oriente Médio. Mais do que uma preocupação com o abastecimento, o controle do suprimento de petróleo tornou-se estratégico para as posições de domínio político-econômico. Por isso, os países produtores e detentores de reservas de petróleo deram início a várias ações que, com o tempo, enfraqueceram o domínio das “Sete Irmãs”, reduzindo, gradativamente, suas reservas. Dentre as ações desenvolvidas, estavam: a intensificação do processo de nacionalização da produção petrolífera; a criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP - 1960); incentivo a novas descobertas fora do Oriente Médio; início do processo de internacionalização das empresas americanas independentes; renegociação dos contratos de concessão prevendo prazos e áreas menores; aumento da tributação sobre a produção e rendas geradas; fortalecimento dos Estados Nacionais (CAMPOS, 2007).

Esse movimento, de certa maneira, alterou o padrão de desenvolvimento da indústria petrolífera, agora com a importante presença de empresas estatais dos países produtores e exportadores. As empresas estatais surgiram como forma de o Estado soberano dispor livremente de suas riquezas e de seus recursos naturais de acordo com suas estratégias de desenvolvimento. A constituição da comunidade Europeia (CCE – 1958), a Organização dos Países exportadores de Petróleo (OPEP- 1960), e, ainda, a resolução da Organização das Nações Unidas (ONU) 1.803/62 já reconheciam esse direito (CAMPOS, 2007).

Nos países de industrialização tardia, a construção de uma indústria nacional de petróleo, sob a forma de monopólio público estatal, possibilitou, ao mesmo tempo, o fortalecimento da soberania política e a apropriação da renda petrolífera que era utilizada, segundo Alveal e Pinto Jr. (1997), para financiar o desenvolvimento econômico. Nos anos 1970, vários países anulavam as concessões, criando suas estatais, que, em sua maioria, não dispunham de tecnologia e comercialização adequadas, o que não acarretou de imediato a transferência da renda gerada pelo petróleo e seus derivados.

As empresas internacionais foram obrigadas a alterar suas estratégias, substituíram a prática de “preços internos” pelos negócios à vista, no mercado *spot*,

celebrando contratos de longo prazo com as companhias dos países exportadores. Assim, os preços do petróleo tornaram-se balizados pelas cotações definidas no mercado *spot*, que passou a atuar como um canal de influência para os agentes na determinação do preço, sujeitos a reflexos conjunturais e à volatilidade. No final da década de 1970, o mercado à vista correspondia a cerca de 10% do total do petróleo comercializado no mundo, enquanto que, no final de 1982, esse percentual era de mais de 50% (YERGIN, 2010).

Além da consolidação do mercado *spot*, a indústria petrolífera experimentou um processo de “desintegração” das companhias internacionais, que passaram a compartilhar as reservas com as recém-criadas companhias estatais dos países detentores das reservas.

2.1.2 Os Choques do Petróleo

A Organização dos Países Exportadores de Petróleo – OPEP, organização internacional formada pelos grandes produtores de petróleo, fundada em 14 de setembro de 1960, tinha como objetivos principais estabelecer uma política petrolífera comum a todos os grandes produtores de petróleo do mundo (países membros), definir estratégias de produção, controlar preços de venda de petróleo no mercado mundial e capturar rendas petrolíferas³.

A atuação da OPEP significou, a princípio, uma restrição ao controle das reservas mundiais e ao poder de mercado por parte das sete *marjors* (Sete Irmãs). A estratégia da OPEP era baseada no controle da oferta e dos preços. Entre os anos de 1971 e 1973, as companhias petrolíferas e os países exportadores membros da OPEP assinaram uma série de acordos que objetivavam estabelecer uma nova estrutura de preços, que era levada a considerar as diferenças entre os diversos tipos de petróleo, como a densidade (grau API), o teor de enxofre e também os prêmios pela localização geográfica (pela variação nos custos de frete) (LODI, 1989).

³ Inicialmente, os membros da OPEP eram: Irã, Iraque, Kuwait, Arábia Saudita e Venezuela. Mais tarde, mais 9 países juntaram-se a esse grupo: Qatar (1961), Indonésia (1962-2008, retirado em Novembro de 2008 da OPEP), Líbia (1962), Emirados Árabes (1967), Argélia (1969), Nigéria (1971), Equador (1973-1992, 2007), Gabão (1975-1994) e Angola (2007). Atualmente, a OPEP possui 12 membros: Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Irã, Iraque, Kuwait e Qatar (Oriente Médio), Angola, Argélia, Líbia e Nigéria (África), Equador e Venezuela (América do Sul).

Em outubro de 1973, em retaliação ao apoio dado a Israel na Guerra do Yom Kippur pelos EUA, os países árabes decidiram embargar a venda de petróleo aos EUA e a Holanda. Num período de aproximadamente seis meses, cerca de 2,6 milhões de barris/dia de petróleo foram retirados do mercado, o que acarretou um aumento no preço *spot* do petróleo (EIA/DOE, 2004). Tal retaliação não foi, segundo Martin (1992), o real motivo para o choque de 1973, na verdade, a OPEP pretendia recuperar a renda petrolífera perdida com a desvalorização do dólar americano e o processo inflacionário mundial e o enfraquecimento do poder anglo-americano.

Devido às diferenças significativas entre os custos de produção e a inelasticidade da demanda por petróleo no curto prazo, a manipulação (aumento) dos preços permitiu a apropriação de grande parte do excedente da renda petrolífera mundial pelos países membros do Cartel. Entretanto, viabilizou, também, a exploração de petróleo em regiões não pertencentes a OPEP. Os países consumidores (NÃO OPEP), a fim de minimizar a sua vulnerabilidade, começaram a investir em estatais petrolíferas e na busca por novas reservas e fontes alternativas de energia. Isso fez com que, em pouco tempo, a capacidade de fixação de preços da OPEP fosse reduzida, mesmo diante do controle da produção mediante sistema de quotas.

O processo de estatização das empresas crescia dentro e fora da OPEP após os dois choques (1973 e 1979), e a redução da dependência dos países consumidores acabou por alterar a estrutura da indústria petrolífera mundial. O resultado foi o processo de desintegração vertical e horizontal, que significou a perda do acesso das *majors* às melhores jazidas do mundo e a expulsão delas da área de atuação da OPEP.

Nos anos 1980, em virtude da guerra entre o Irã e o Iraque (1980-1988), mais uma vez, a oferta mundial de petróleo ficou comprometida. A redução foi de, aproximadamente, 4 milhões de barris/dia (15% da produção da OPEP e 8% da demanda mundial), o que reafirmou o esforço de produção dos países consumidores: EUA, Alasca, México, Inglaterra, Noruega, entre outros (YERGIN, 2010).

Dessa vez, a menor dependência dos países consumidores e a maior transparência e liquidez do mercado *spot* enfraqueceram o poder da OPEP. No entanto as alterações de preços exigiram a criação de mecanismos financeiros de proteção dos agentes (ofertantes ou demandantes de petróleo), como o *hedge*, os derivativos, as

opções e os contratos de futuros⁴. Em 1983 foram firmados os primeiros contratos de futuros em Londres (na *International Petroleum Exchange* – IPE) e em Nova Iorque (na *New York Mercantil Exchange* – NYMEX). Essas inovações financeiras proporcionaram liquidez ao mercado petrolífero, e, conseqüentemente, a entrada de grande número de agentes.

A entrada de novos produtores, as políticas de incentivo ao uso de fontes alternativas de energia adotadas pelos países consumidores, o choque de interesses entre os países membros e as inovações financeiras do mercado de petróleo, desencadearam em 1986, um contrachoque por parte da OPEP. Na tentativa de recuperação do seu poder de mercado, a OPEP buscou, por meio da redução brusca dos preços, provocar uma guerra internacional de preços do petróleo. Mas os países consumidores resolveram, ao contrário do que previa a OPEP, fomentar e subsidiar ainda mais as fontes alternativas de geração de energia, além de reduzir as importações de petróleo (CAMPOS, 2007).

No período entre 1986 e 1990, a OPEP agiu de forma defensiva (regulador da oferta mundial) ante a perda de seu poder de mercado e o aumento da competitividade do mercado petrolífero. Os desdobramentos desse comportamento para a indústria mundial do petróleo, foram: a redução significativa das margens de lucro e a saída de várias empresas do *upstream*.

2.1.3 A Reestruturação da Indústria Mundial de Petróleo

Os preços baixos pressionaram a estrutura da indústria mundial do petróleo à medida que as receitas caíam. Começava aí a tentativa de reestruturação industrial e institucional como estratégia de sobrevivência.

As mudanças estruturais foram importantes, segundo Beluzzo e Coutinho (1996), para diferentes indústrias. Na indústria do petróleo, previam a redução de custos, a desverticalização, o controle de novas reservas, as fusões, as aquisições e os acordos de cooperação e a mudança no papel desempenhado pelos Estados.

⁴ Este tipo de contrato permite ao comprador adquirir a mercadoria numa data futura, a um preço preestabelecido. Permite que um produto possa estar disponível ao seu produtor antes mesmo de ser produzido e tanto o produtor, quanto o vendedor atuam no mercado financeiro como forma de proteção contra eventuais perdas no mercado físico.

Todas essas ações, principalmente as de fusões, aquisições e cooperação⁵ entre firmas, convergiam para um único objetivo, o controle de novas reservas. Observou-se, a partir delas, um aumento da concentração industrial, uma “reintegração vertical” entre as companhias internacionais e as empresas produtoras e certa complementaridade entre os posicionamentos das *marjors* e das estatais⁶. O que possibilitou às *marjors* o acesso e a garantia do suprimento de matéria-prima, e às estatais, o acesso à tecnologia, aos investimentos e ao mercado antes dominado pelas grandes companhias privadas (ALVEAL; PINTO JR, 1997).

A reestruturação institucional da indústria do petróleo ocorreu, no entanto, de formas distintas em cada país. A mudança da atuação do Estado, que passara de produtor a regulador, se deu por meio de privatizações, abertura de capital, quebra de monopólios e redução de barreiras ao livre comércio de petróleo e derivados. Diante disso, a indústria ganhou flexibilidade, aumentou as economias de escala e a mobilidade de capital e reduziu, desta forma, o grau de incerteza e as barreiras à entrada (CLÔ, 2000).

Essas mudanças, entretanto, não modificaram significativamente as características do setor petrolífero, que continuou concentrado, verticalmente integrado e com participação expressiva de empresas estatais. Assim sendo, os agentes que participam da indústria mundial do petróleo ainda são as companhias de petróleo, que se dividem em *marjors* e *minors* (atuam no mercado após 1950-60), os governos dos países produtores e exportadores (empresas estatais), os governos e países importadores e consumidores (empresas estatais) e as organizações internacionais⁷. As principais empresas produtoras de petróleo mundiais são apresentadas, de acordo com seu país de origem, a seguir (Tabela 1).

As mudanças institucionais, estruturais e financeiras, pelas quais a indústria mundial do petróleo passou a partir dos anos 1980, contribuíram para o crescimento da produção privada e estatal em novas regiões, como Rússia, China, América Latina. Entretanto, embora não se questione a importância do crescimento desses novos atores,

⁵ A cooperação pode ser vertical (subcontratações entre petrolíferas e pára petrolíferas, concessões ou franquias), ou horizontal (*joint ventures*).

⁶ As *marjors* concentram suas atividades no segmento *downstream*, enquanto as estatais concentram-se mais no segmento *upstream* e possuem maior disponibilidade de acesso às reservas.

⁷ Dentre as principais organizações de países consumidores, estão: Comunidade Econômica Europeia-CEE, *European Community of Coal and Steel*, Organização para Cooperação Econômica e o Desenvolvimento – OCDE e a Agência Internacional de Energia – AIE, criada para contrapor o cartel dos países produtores. A principal organização dos países produtores é a Organização dos países Exportadores de Petróleo – OPEP, fundada em Bagdá em 1960.

a produção da OPEP para a oferta de petróleo mundial ainda continua decisiva. Em 2010, 85,3% das reservas mundiais provadas de petróleo pertenciam a OPEP, o que representava 41,5% do total de óleo cru produzido no mundo (ANP, 2010).

Tabela 1 - As Dez Maiores Petrolíferas Mundiais - 2011

Empresa	País de origem	Valor mercado *
ExxonMobil	EUA	394.6
Petro China	China	264.5
Royal Dutch Shell	Holanda	222.6
Chevron	EUA	211.6
BP	Reino Unido	132.1
Ecopetrol	Colômbia	126.6
Petrobras	Brasil	124.7
TOTAL	França	121.9
Gazprom	Rússia	112.3
CNOOC	China	96.7

* Em bilhões de dólares.

Fonte: PFC Energy, 2012.

Já o início dos anos 2000 foi marcado por novos desafios, que apontavam para o futuro do setor petrolífero no curto e médio prazo: a reposição das reservas, os impactos sobre os preços do petróleo cru e as externalidades ambientais negativas de uma matriz energética mundial, baseada, particularmente, em energia fóssil.

Tais tendências mostram uma estratégia baseada na diversificação e na economia de escopo, que pode reconduzir a indústria petrolífera aos novos rumos do mercado consumidor. Mercado este que, segundo as projeções do EIA/DOE para 2030, apresentará crescimento impulsionado, principalmente, pelos emergentes Índia e China. Este aumento do consumo, no entanto, será acompanhado por certa estabilidade da oferta entre os países produtores, gerando assimetrias e desequilíbrios no abastecimento (IOOTTY, 2008).

Em vista disso, a Indústria Mundial do Petróleo, implantou algumas estratégias:

- ✓ o estímulo ao desenvolvimento do gás natural e, a partir dele, combustíveis sintéticos;
- ✓ o estímulo à exploração de petróleo não convencional;

- ✓ a diversificação das grandes empresas de petróleo para o gás natural devido ao aumento da concorrência interenergética, aumentando a economia de escopo;
- ✓ o deslocamento da geoeconomia do petróleo para as regiões novas e que dispõem de reservas e/ou de mercados energéticos de grande dinamismo, dentre os quais, o Brasil.

2.2 A Cadeia Produtiva do Petróleo

A indústria do petróleo constitui uma cadeia de atividades produtivas baseada no aproveitamento dos hidrocarbonetos encontrados em rochas sedimentares. Engloba um conjunto de atividades econômicas: exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte e distribuição, que compreende, também, importação e exportação de petróleo e derivados.

Por ser uma cadeia extensa, cujas atividades apresentam alto grau de especificidade, envolve instituições públicas e privadas e está dividida em dois grandes blocos: O *upstream*, que compreende as atividades relacionadas à exploração e produção e o *downstream*, responsável pelo transporte, refino⁸ e distribuição, como se observa no esquema apresentado na Figura 1.

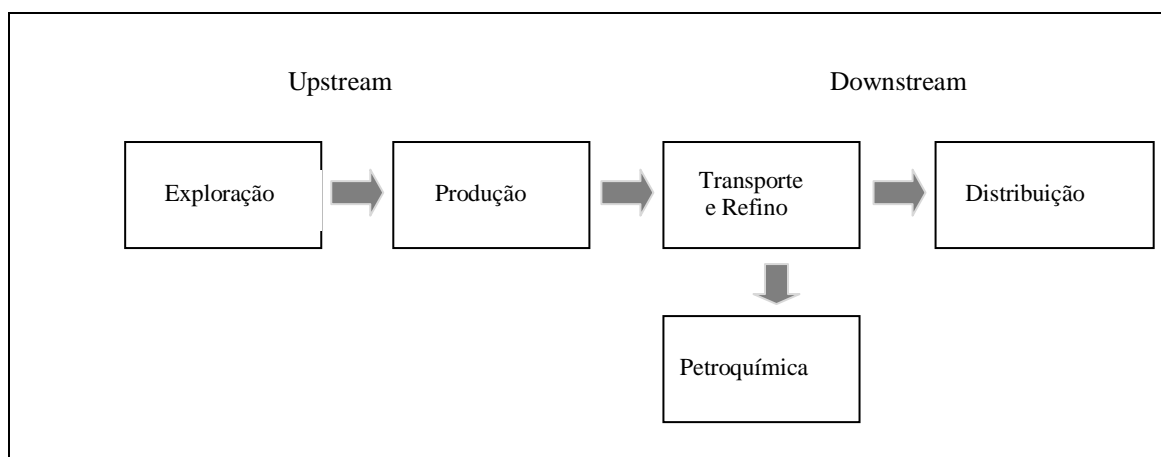


Figura 1- A Cadeia Produtiva Petrolífera

Fonte: Teixeira e Guerra, 2003.

⁸ Para alguns autores as etapas referentes ao refino e transporte fazem parte do chamado *midstream*.

2.2.1 O *Upstream*: Exploração e Produção de Petróleo

O primeiro segmento da cadeia produtiva do petróleo, o *upstream*, engloba as atividades de exploração e produção das jazidas de petróleo. A exploração se divide em duas partes: a primeira é responsável pelos estudos geológicos e geofísicos, e a segunda envolve a perfuração de um ou mais poços de prospecção. Estes processos demandam muito tempo, podendo levar, em média, oito anos para a realização de todas suas etapas.

A produção de petróleo, quando efetuada na terra, é chamada *onshore*, já aquela realizada em mares e oceanos, é chamada de *offshore*. Esta última é mais complexa em razão da profundidade em que se encontra o óleo e, por isso, a perfuração necessita de alta tecnologia⁹ e de um severo sistema de segurança, para os riscos de derramamento de óleo na água (KIMURA, 2005).

Os principais materiais e equipamentos utilizados nessas etapas são sismógrafos, explosivos e computadores de grande porte, enquanto que, nos serviços, se destacam o levantamento e processamento geofísico, a determinação do perfil dos poços e a avaliação de formações. Tais serviços são realizados por navios sonda de operadores internacionais. Nessas atividades, os avanços tecnológicos localizam-se, sobretudo, nos métodos sísmicos de reflexão pelo uso intenso de ressonância magnética.

Os custos de produção no *upstream* são, basicamente, dois: os relacionados à extração e à colocação do óleo¹⁰ no mercado, e os fiscais, que, juntos, representam 70% dos custos totais da cadeia produtiva. Ante custos tão elevados, os riscos associados são muito significativos. Isto porque somente após a perfuração é que será possível avaliar com certeza a qualidade e quantidade de óleo existente no poço.

Além da perfuração, o desenvolvimento do campo, ou seja, a instalação de poços e de equipamentos para a extração do óleo, tratamento e estocagem também envolve grande capacidade de investimento. Segundo Almeida (2003), o custo de cada poço *onshore* é de aproximadamente, 1 a 5 milhões de dólares, o que significa de 40 a 50% dos custos de exploração. Se, entretanto, a exploração for *offshore* este custo pode ser de 20 milhões de dólares.

⁹ A perfuração é executada por meio de plataformas flutuantes e navios-sonda. Quanto maior a profundidade, maiores são os custos de perfuração, como no caso das rochas carbonáticas do pré-sal.

¹⁰ As denominações: óleo, petróleo, petróleo cru, óleo cru, petróleo bruto, óleo bruto são sinônimas e se referem ao produto extraído antes do refino.

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, visualizada na Figura 2. Geralmente, a mesma empresa ou consórcio que realiza a exploração, fica responsável pela fase de produção (MACHADO, 2012).

Quando o óleo já foi produzido, ou seja, já foi extraído e tratado, ele é vendido no mercado balizado nas cotações de preços do mercado *spot* ou futuro. Ainda que o custo de produção seja bastante heterogêneo, a depender da região onde é extraído, seu preço será determinado pelos movimentos do mercado, como o de qualquer *commodity*. As diferenças entre as estruturas de custos são influenciadas pelas características do local onde a reserva se encontra, e pela composição química do óleo, que define seu grau de pureza e, por conseguinte, sua valorização.

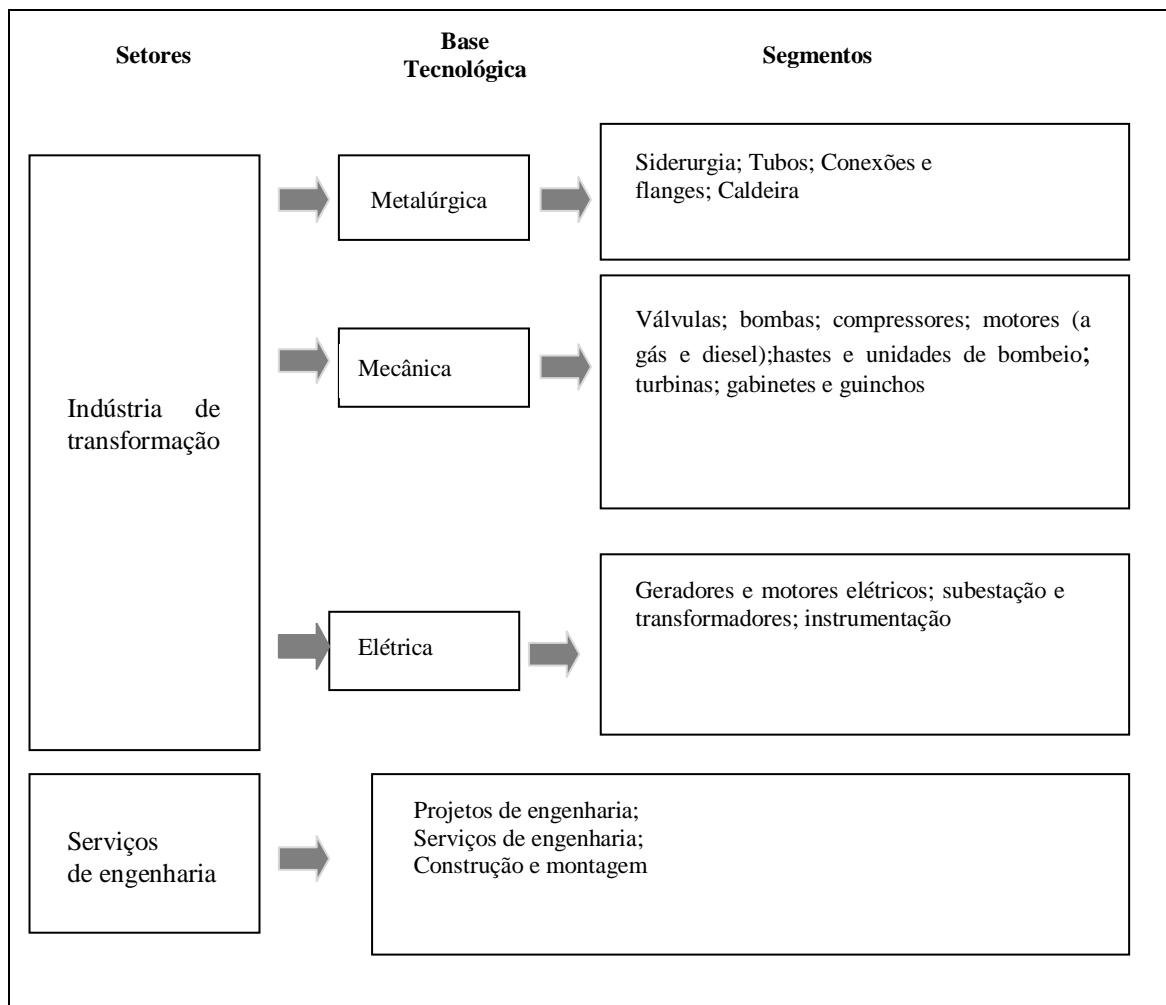


Figura 2 - A Indústria Para-petrolífera.

Fonte: Oliveira (2008).

O *upstream* é considerado, então, a principal etapa da cadeia produtiva petrolífera: tanto pela possibilidade de obtenção de lucros extraordinários (advindos das rendas de posição, de qualidade e tecnológicas), quanto pelo acesso à matéria-prima. Segundo Campos (2007), esses lucros extraordinários são responsáveis pelas disputas geopolíticas pelo controle das melhores reservas.

2.2.2 O *Downstream*: Transporte, Refino e Distribuição de Petróleo

As refinarias são responsáveis pela etapa de transformação do óleo em diversos derivados. Devido às diferentes características físico-químicas do óleo extraído, é escolhido o processo de refino adequado para promover a separação dos componentes mais leves dos mais pesados¹¹. A quantidade e qualidade dos derivados obtidos após o refino dependem do tipo de óleo e da tecnologia disponível.

Até o início do século XIX, o refino do petróleo consistia apenas no processo de destilação à pressão atmosférica, que separava o óleo em frações com diferentes faixas de ebulição. Este processo, entretanto, não permitia a utilização de óleos de menor qualidade mais densos. Ao longo do século XX, foram sendo introduzidos outros processos de refino como: o craqueamento térmico, a reforma e a alquilação catalítica de tratamento e os de hidrorrefino. Estas são técnicas que permitem a conversão de moléculas pesadas em derivados menos viscosos e mais voláteis, o que viabiliza o processamento de óleo mais barato para a obtenção dos derivados mais valorizados pelo mercado (QUELHAS *et al.*, 2011).

O progresso técnico não permitiu somente uma maior flexibilidade ao processo de refino do petróleo, possibilitou, também, o atendimento às exigências ambientais o tratamento de efluentes sólidos e líquidos ou gases. No entanto, quanto mais complexo o processo de refino, maiores os investimentos e, conseqüentemente, maiores são os custos de produção.

A constante necessidade de inovações tecnológicas e a legislação ambiental cada vez mais rígida acarretaram maior eficiência ao processo de refino e a redução da rentabilidade das refinarias e várias instalações foram fechadas. Com o objetivo de

¹¹ Alguns dos processos de refino utilizados podem ser: a destilação primária para a obtenção da gasolina, óleo diesel, nafta, solventes, querosene e GLP; a destilação à vácuo que da qual se extrai também o diesel e o craqueamento catalítico do qual se origina a gasolina, o GLP e o óleo diesel.

reduzir custos, o tamanho das plantas foi redimensionado, a fim de proporcionar ganhos de economia de escala (na produção, no financiamento de operação e de volume de vendas associados ao aumento de dimensão das plantas) e de escopo (KIMURA, 2005).

O setor petroquímico é uma indústria de processo que utiliza como insumos primários os derivados de petróleo e gás natural. É um dos pilares de um parque industrial moderno, em função de sua importância como fornecedora de grande diversidade de bens. Seus produtos podem ser classificados em três grupos: os básicos (olefinas e aromáticos); os intermediários (estireno, alcoóis) e os finais (termoplásticos, termofixos, elastômeros, fibras e fios sintéticos, fertilizantes, detergentes, solventes e plastificantes).

Os produtos básicos e intermediários (*crackers*) compõem a primeira geração da indústria petroquímica, cuja produção necessita como matérias-primas: o etano e propano/butano (ambos a partir do gás natural), a nafta e o gasóleo (ambos do petróleo)¹². Por meio do refino desses petroquímicos básicos, são obtidos os produtos intermediários (segunda geração) e finais (terceira geração), que, por sua vez, são usados como insumos na indústria química, no setor de fertilizantes e em diversos outros setores da economia (MACHADO, 2012).

A rede de transporte é responsável pela ligação entre os elos da cadeia produtiva. Realiza o deslocamento do óleo extraído das áreas de produção até as refinarias e direciona os produtos refinados às centrais de distribuição e à indústria petroquímica. O transporte pode ser feito por meio de petroleiros, oleodutos e terminais marinhos, a depender das distâncias, até os terminais de armazenagem. Estes, por sua vez, são um conjunto de instalações marítimas, lacustres, fluviais ou terrestres, empregadas para o recebimento, expedição e armazenagem.

A distribuição e a revenda de combustíveis e derivados de petróleo constituem a última etapa do *downstream* e garantem o atendimento ao consumidor final. São atividades consideradas de baixo risco, embora demandem grandes investimentos. Estes estabelecimentos têm que estar de acordo com as rigorosas especificações de segurança e normatizações ambientais exigidas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP).

¹² A partir do gás natural (etano) e do propano/butano, obtém-se principalmente eteno. A produção de outros petroquímicos básicos requer o uso de matérias-primas líquidas (nafta ou gasóleos).

2.3 As Características Estruturais da Indústria do Petróleo: Escassez e Risco, Escala e Concentração.

A IMP se diferencia das demais atividades econômicas, por conta de um conjunto de especificidades setoriais, nem sempre observado em outras indústrias de infraestrutura ou de geração de energia. Segundo Penrose (1968) e Campos, (2007), tais particularidades estão relacionadas às seguintes características:

- ✓ A escassez e o capital de risco;
- ✓ As economias de escala e a concentração de mercado;
- ✓ Verticalização como forma de distribuição de riscos oriundos das complexas decisões de investimento associadas a tecnologias intensivas em capital;
- ✓ Assimetrias nos custos de produção;
- ✓ As fortes barreiras à entrada de novas firmas;
- ✓ O conteúdo tecnológico envolvido no processo de E&P.

2.3.1 A Escassez e o Capital de Risco na Indústria de Petróleo

A indústria petrolífera se pauta na exploração de hidrocarbonetos¹³, recursos naturais escassos e não renováveis, cujo fornecimento deve ser ininterrupto (fluxo). Além disso, a distribuição deste recurso se dá de forma bastante desigual e concentrada, o que configura a maior contradição da indústria petrolífera mundial: os maiores consumidores de petróleo não são aqueles que dispõem das maiores reservas. Diante disso, as atividades relacionadas à exploração de petróleo ficam naturalmente expostas a um alto grau de instabilidade e incerteza.

Como o petróleo é a fonte de energia primária mais importante na matriz energética mundial (35% da oferta mundial de energia, mostrado na Figura 3), sua disponibilidade e seu nível de preço assumem grande importância para o crescimento econômico e o nível de preços internacionais.

¹³ São recursos naturais originados da fossilização de organismos e rochas de bacias sedimentares, cujas moléculas são formadas por cadeias de carbono e hidrogênio. A composição elementar do petróleo varia pouco, e é constituída por séries homólogas de hidrocarbonetos (QUELHAS *et al.*, 2011).

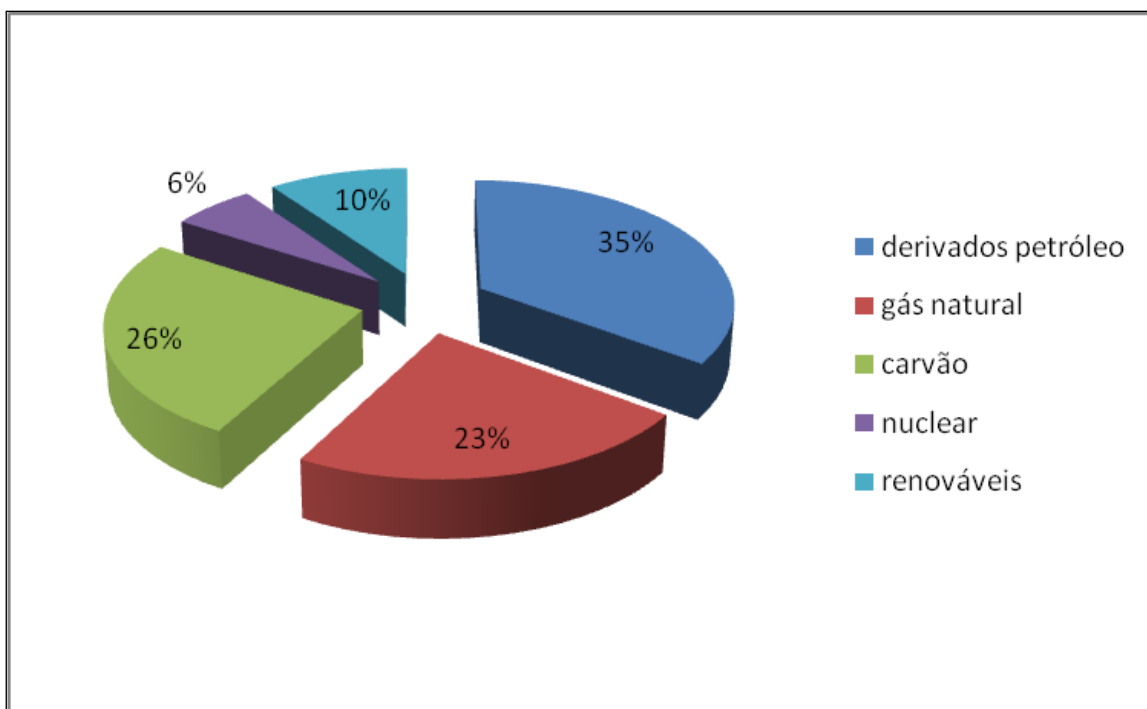


Figura 3 - Participação do Petróleo na Matriz Energética Mundial

Fonte: QUELHAS *et al.*, 2011

A importância do petróleo para a economia mundial é reforçada pela baixa elasticidade da sua demanda tanto no curto, quanto no médio prazo, explicada pela dificuldade de substituição dos derivados de petróleo na estrutura produtiva, no transporte ou mesmo na cultura e no consumo da sociedade moderna.

Tamanha importância não torna a atividade petrolífera menos arriscada. Além dos riscos a que estão expostas todas as atividades industriais, como custos, demanda e preços, as empresas do setor petrolífero, ao longo de toda a sua cadeia produtiva, estão expostas também aos riscos geológicos e geopolíticos. Para melhor compreensão, estes riscos serão divididos em três categorias de acordo com sua natureza:

Os riscos geológicos estão relacionados aos resultados incertos do levantamento sísmico e da perfuração do poço (poço seco ou poço com óleo). Estes estão diretamente ligados aos riscos econômicos que se referem às perdas monetárias (custos exploratórios) diante da impossibilidade de extração do óleo. O *upstream* é a parte da indústria do petróleo mais intensiva em capital e, por isso, a que está sujeita a maiores riscos exploratórios (70% do total de riscos da cadeia produtiva do petróleo), que podem ser subdivididos em duas categorias distintas:

i. Os riscos de natureza política são aqueles decorrentes de uma estrutura institucional instável ao longo do tempo. A indústria petrolífera enfrenta diferentes estruturas regulatórias e institucionais nos países hospedeiros.

ii. Os riscos técnicos estão relacionados aos erros e omissões na interpretação dos dados e dos cálculos dos projetos de exploração e de produção.

Em virtude dos riscos, as empresas da indústria petrolífera, principalmente as que atuam no *upstream*, adotam a estratégia do autofinanciamento¹⁴, ou financiamento partilhado, para a realização dos seus onerosos e arriscados investimentos. A segunda modalidade de financiamento, no entanto, implica altos custos de coordenação.

2.3.2 As Economias de Escala e a Concentração do Mercado Petrolífero

Em vista do alto custo dos investimentos, a decisão de produzir apresenta alto custo de saída no curto prazo, mostrando certa rigidez das variáveis condicionantes dos investimentos. Esses também preveem um período longo de maturação, no *upstream*, somente para o início do processo de exploração do óleo, são necessários cerca oito anos. Quando o processo de exploração é bem sucedido são necessários ainda mais seis anos em média para a implantação completa do sistema de transporte e produção. A partir daí, ainda é necessário o investimento para implantação da capacidade de refino e distribuição (GUIMARÃES, 1997; KIMURA, 2005).

Como os investimentos são elevados, de lenta maturação e não podem ser facilmente fracionados, a maioria dos segmentos acarreta custos variáveis pouco representativos, quando comparados aos custos fixos, esta é uma característica marcante desta atividade e configura-se em uma importante barreira à saída.

Os riscos envolvidos na atividade e os altos custos dos investimentos podem ser reduzidos ou amenizados, por meio de ganhos de escala, que, segundo Campos (2007), são indispensáveis para enfrentar uma atividade tão onerosa, de alto risco e que requer emprego significativo de tecnologia.

A indústria petrolífera internacional atua de forma oligopolizada, internacionalizada, diversificada e integrada verticalmente desde a pesquisa para exploração, até a distribuição final dos produtos. Na história da indústria petrolífera

¹⁴ Cerca de 70 a 80% dos recursos investidos advêm do autofinanciamento.

mundial, os acordos e a regulação privada, na maior parte das vezes, foram estratégias utilizadas para evitar uma possível guerra de preços em momentos de competição predatória¹⁵. A tentativa de fugir da livre concorrência foi a forma encontrada por esta indústria para garantir certo controle sobre os preços.

Nas atividades à jusante da cadeia petrolífera, destacam-se três características com papel fundamental na decisão de investimento: as economias de escala, a interdependência das operações e as economias de escopo. Tais características contribuem para as grandes empresas terem vantagens comparativas sobre as empresas menores. Vantagens estas, que, no longo prazo, consolidam a estrutura oligopólica em base local ou nacional.

2.3.3 Assimetrias nos Custos de Produção no Setor de Petróleo.

As reservas de petróleo se encontram apenas em bacias de rochas sedimentares, que se distribuem de forma bastante irregular pelo mundo. Esta irregularidade na distribuição e no acesso às reservas (mar ou terra) é responsável por estruturas de custos diferentes entre as regiões produtoras. No Mar do Norte, por exemplo, o custo de produção de um barril de petróleo é 100 vezes superior ao mesmo barril extraído num campo no Oriente médio. As discrepâncias entre os custos de produção entre as várias regiões produtoras proporcionam rendas diferenciais, que, segundo Alveal (2001), permitem que produtores, como os do Mar do Norte, se mantenham na atividade.

A heterogeneidade, originada pela maior eficiência ou escassez dos recursos produtivos naturais e não renováveis, permite, às empresas que os possuem, usufruírem de uma *renda* equivalente à diferença entre o valor residual destas empresas e o do concorrente marginal. Essa renda pode ser ricardiana ou schumpeteriana. Dessa forma, as assimetrias entre as estruturas de custos de produção afastam o setor petrolífero do modelo de concorrência perfeita¹⁶.

As rendas ricardianas foram explicadas por David Ricardo (1996), como sendo a porção do produto da terra paga ao seu proprietário pelo uso das forças originais e indestrutíveis do solo. Estas estão associadas a diferentes níveis de retorno obtidos pelas

¹⁵ Cartel das Sete Irmãs

¹⁶ No modelo de concorrência perfeita, a receita marginal (RMg) é igual ao preço (P), e este se iguala ao custo marginal (CMg), neste ponto o lucro econômico é igual a zero ($P = CMg$).

condições de fertilidade do solo, ou seja, o cultivo em terras mais férteis proporcionava maior renda que as marginais. Este conceito não se aplica apenas aos recursos produtivos limitados, como as terras, referindo-se também, àqueles que apresentam oferta limitada pela lenta capacidade de expansão (menor que a demanda). Neste caso, de acordo com Peteraf e Barney (2003), são chamadas de “quase rendas” (*quasi-rents*).

Considerando que as reservas ou campos produtores de petróleo são como as terras do modelo ricardiano, os maiores níveis de retorno seriam dados pelas diferenças de produtividade, pela qualidade do óleo extraído e pela posição ou a localização geográfica das jazidas. As rendas ricardianas podem ser, então, divididas em: renda de produtividade, qualidade e de raridade.

As rendas schumpeterianas ou tecnológicas dizem respeito ao ganho ocasionado pelo aumento da produtividade como consequência de inovações de processo de produto. Essas rendas podem ser superadas pela concorrência, uma vez que são baseadas em ideias, conceitos, novas formas de organização e *design*, que podem ser aperfeiçoados, apesar do grau de dificuldade. Segundo Schumpeter (1997), à medida que novos concorrentes são atraídos pelos ganhos do mercado, a inovação é copiada por eles, e atinge-se, novamente, uma situação de equilíbrio entre receitas e despesas para todas as firmas da indústria, até o surgimento de mais uma inovação.

Na indústria petrolífera mundial, os ganhos ou rendas díspares gerados pela atividade estão relacionados, principalmente, ao setor à montante (*upstream*). Estas rendas podem ser: ricardianas (raridade, qualidade e produtividade), schumpeterianas (tecnologia), ou ainda o reflexo de uma estrutura de mercado oligopolizada. No intuito de explicar rendas petrolíferas, Chevalier (1986) *apud* Souza (2006) formulou uma teoria específica para a exploração de petróleo. Segundo essa teoria, a renda petrolífera seria o somatório das rendas de monopólio, de raridade e das chamadas rendas diferenciais. Estas últimas são resultado do menor custo de exploração das jazidas e dividem-se em quatro categorias: rendas minerais, tecnológicas, de posição e de qualidade.

A renda gerada pelo poder de monopólio é consequência da manipulação de preços acima dos custos marginais (*mark up*). Quanto maior o poder de monopólio e quanto maior a escassez (raridade) do produto, maior será a renda gerada. De acordo com a teoria microeconômica, as restrições à concorrência permitem aos produtores auferirem uma margem de lucro acima daquela que seria praticada sob o modelo de concorrência perfeita (PINDYCK; RUBINFELD, 2010).

A indústria petrolífera se utiliza, como já discutido anteriormente, de barreiras à entrada de novas firmas concorrentes. A ausência de substitutos próximos para o petróleo (no curto e médio prazo) torna a sua demanda menos elástica em relação à variação dos preços. Por tanto, esta indústria é, pelas suas próprias características estruturais, pelas características de seu produto, seu desenvolvimento e sua internacionalização, um oligopólio.

A renda de raridade, por sua vez, relaciona-se à escassez do petróleo, bem como, a dispersão geográfica das jazidas e se configura em uma vantagem comparativa para os países produtores. No caso dos países da OPEP, é considerada a mais importante vantagem comparativa na produção de petróleo (MARTIN, 1992).

Das quatro categorias que compõem as rendas diferenciais, as rendas minerais, são as mais relevantes, uma vez que, no mercado petrolífero, as diferenças de concentração, qualidade e condições geológicas de cada tipo de jazida são determinantes de estruturas de custos de extração bastante heterogêneas, e, conseqüentemente, rendas distintas.

A renda de posição é determinada pela localização ou posição geográfica do campo de extração. A maior ou menor proximidade deste com os centros consumidores podem gerar rendas diferentes, uma vez que o custo de transporte sempre compromete aqueles que estão mais distantes.

A renda de qualidade do óleo está relacionada à sua densidade, que é medida em relação à água e classificada pelo padrão internacional API (*American Petroleum Institute*). Quanto maiores os graus de API de um óleo, mais leve ele será, como o petróleo do campo de Brent, no Mar do Norte, que é referência internacional de qualidade, por apresentar 30 a 35 graus de API. Este tipo de óleo registra melhores coeficientes técnicos para o refino chamados pela indústria de “nobres”, por possuírem maior valor e menor concentração de poluentes.

O domínio ou o acesso à tecnologia também desencadeiam rendas distintas para a indústria petrolífera, isso ocorre à medida que o progresso técnico permite encontrar novas oportunidades de exploração, reduzir custos, aumentar a produtividade dos recursos e minimizar os riscos. As rendas tecnológicas determinadas pelos diferentes estágios de tecnologia, conhecimento e acúmulo de experiências, são resultado do esforço inovativo na atividade.

Nelson e Winter (1977) demonstram, em seu modelo, as repercussões das inovações tecnológicas na estrutura industrial. Segundo eles, as empresas que têm um

direcionamento estratégico adequado aos padrões de concorrência vigentes apresentam melhor desempenho em relação aos seus concorrentes. Isso possibilita aumentar o *market share* e, por conseguinte, recuperar rapidamente os gastos em pesquisa e desenvolvimento (P&D).

Nesse sentido, a indústria do petróleo tem investido, especialmente, no segmento *upstream*, em inovações de métodos, de técnicas e de organização industrial. O resultado foi um rápido aumento das reservas, que, só na década de 1980, cresceram três vezes mais que o consumo (ALVEAL, 2003 *apud* CAMPOS, 2007).

Essas novas reservas, descobertas em distintas regiões (principalmente no Mar do Norte, Golfo do México, África Ocidental e Brasil), podem apresentar diferença de custos de produção, propiciando às *majors* a apropriação de rendas geradas em regiões com menor custo relativo. A garantia do acesso a elas tem sido assegurada, notadamente, por meio de fusões e aquisições ou cooperação. A concentração industrial, ocasionada por tais estratégias, tem reforçado as barreiras à entrada de novas firmas nesse mercado e a reorganização geográfica da produção (CAMPOS, 2007).

2.3.4 A Integração Vertical na Indústria de Petróleo

A integração vertical ocorre quando uma empresa assume o controle sobre diferentes estágios ou etapas do processo produtivo. Pode ser desencadeada por alguns fatores como: custos de transação, desequilíbrios entre estágios de produção e a interdependência entre as atividades, ganhos de eficiência e barreiras à entrada.

Os custos de transação são, segundo Fiani (2002), os custos de negociação, elaboração e cumprimento dos contratos, considerando a assimetria de informações, que são geradas pela racionalidade limitada dos agentes, a complexidade do ambiente e a incerteza. A manipulação das assimetrias de informação, ante a incerteza, a complexidade do ambiente e a especificidade dos ativos transacionados, pode provocar ou incentivar um comportamento oportunista dos agentes no mercado.

Quanto maior a especificidade do ativo, maiores os riscos de um comportamento oportunista por parte dos agentes envolvidos. Diante da especificidade do petróleo, ao integrar para trás (*upstream*), a indústria petrolífera busca a redução do risco de oportunismo por parte dos fornecedores, a inovação de processos, as economias de escala e de escopo. Além da garantia do acesso às jazidas em diferentes países.

Segundo Campos (2007), a integração vertical ou horizontal viabiliza o planejamento e a gestão das interdependências tecnológicas e econômicas entre os segmentos da cadeia produtiva. Os resultados da coordenação global de todas as etapas do processo produtivo são superiores à soma dos resultados individuais de cada segmento. Ao substituir as transações comerciais pelas internas, reduzem-se os custos de transação e também se faz com que a indústria petrolífera fique menos exposta à incerteza e à volatilidade dos mercados intermediários.

Ambas as condições (grandes economias de escala e interdependência operacional entre as atividades) levam as firmas a decidirem em termos de uma otimização global, tanto no curto quanto no longo prazo: no sentido que todas as vantagens relativas à atividade do petróleo, consideradas como uma, de longe supera a soma das otimizações parciais. (CLÔ, 2000, p.15).

Para Penrose (1968), o processo de integração vertical na indústria mundial do petróleo é justificado: pela segurança no fornecimento de matéria-prima, no caso o óleo, que permite maior planejamento e operação eficiente da capacidade de refino; pela flexibilidade e ajustamento da oferta em função das mudanças da demanda de certos produtos e em certas localidades, no curto prazo; pela minimização das flutuações dos preços, o que garante maior estabilidade dos custos de produção.

Penrose (1968) considera ainda, que a integração vertical no setor petrolífero é um reflexo natural das características estruturais desse setor. Para CLÔ (2000), ela seria uma forma de apropriação das rendas diferenciais, sobretudo as ricardianas, do segmento *upstream*. Já a integração horizontal seria uma estratégia baseada no controle das jazidas no território mundial.

2.3.5 As Fortes Barreiras à Entrada na Indústria de Petróleo

As barreiras à entrada são, segundo Kupfer (2002), qualquer fator que impeça a livre mobilidade de capital em uma indústria no longo prazo e, com isso, torne possível a existência de lucros extraordinários permanentes. São elementos constitutivos da própria estrutura do oligopólio e do seu modelo de concorrência real ou potencial¹⁷.

¹⁷ As barreiras à entrada são, em parte, consequência das estratégias competitivas das empresas.

No entanto, de acordo com esse autor, a literatura apresenta divergências acerca de uma definição mais operacional deste conceito. Quatro visões distintas sobre o assunto são identificadas:

Na primeira, desenvolvida por Bain (1956), as barreiras à entrada correspondem a condições estruturais das empresas já estabelecidas, e que propiciam a estas a prática de preços superiores aos praticados sob o modelo de concorrência.

Na segunda, elaborada por Stigler (1968), a assimetria de custos configura barreira à entrada. Se os custos das empresas entrantes forem superiores aos incorridos pelas empresas já instaladas, estas não conseguem auferir os mesmos lucros.

A terceira, as barreiras à entrada são como “prêmio pela existência”, ou seja, quando há um diferencial econômico ou vantagem entre as empresas do setor e as entrantes.

Por fim, a quarta definição reúne autores que defendem que o diferencial de custo entre as empresas estabelecidas e entrantes e as distorções nas alocações dos recursos do ponto de vista social configuram barreiras à entrada.

Considerando as diferentes definições expostas, pode-se considerar como barreiras à entrada na indústria mundial de petróleo: as economias de escala, as vantagens absolutas de custos, o acesso à matéria-prima e à tecnologia e o alto volume de capital empregado.

As economias de escala ocorrem uma vez que o aumento da quantidade produzida permite a redução do custo médio por unidade. Isso impõe, aos possíveis entrantes, uma escala mínima de produção para o início de suas atividades. A indústria petrolífera apresenta economias de escala em todos os elos da cadeia produtiva, especialmente no refino e no transporte. Isso pode ser verificado pelo tamanho médio das firmas.

As vantagens absolutas de custos surgem quando os custos médios de longo prazo, das firmas já estabelecidas na indústria, em qualquer nível de produção, são menores que os das firmas entrantes. Geralmente, ocorrem como consequência de melhores condições de acesso e eficiência dos fatores de produção, principalmente tecnologia, recursos humanos e naturais. Podem também estar ligadas à acumulação dinâmica de aprendizado, ou ainda, às imperfeições do mercado de fatores (KUPFER, 2006).

No caso da indústria do petróleo, o acesso à matéria-prima pode garantir às empresas já estabelecidas a exploração e o controle das reservas mais próximas aos centros consumidores, com melhor qualidade do óleo e menores custos de extração.

O alto volume de capital necessário para o investimento inicial, em determinada indústria, pode, segundo com Bain (1956), configurar importante barreira à entrada. As imperfeições do mercado de capitais podem gerar dificuldades e restrições ao acesso a financiamento de grandes volumes de capital. Tais imperfeições podem causar elevação dos custos financeiros, inviabilizando o investimento.

Na indústria do petróleo, a necessidade de altos investimentos iniciais, particularmente em se tratando do segmento *upstream*, pode tornar o custo de saída da atividade muito alto ou até mesmo irrecuperável. Isso configura, além de uma barreira à entrada, uma barreira à saída da atividade.

A integração vertical nessa indústria, segundo Clô (2000) e Penrose (1968) passou a ser uma forma de autodefesa à ação dos competidores e uma necessidade competitiva para as firmas líderes. Isso porque a integração garante o acesso e o controle do petróleo e demais fatores de produção, o que reduz os riscos e favorece as economias de escala.

2.3.6 O Conteúdo Tecnológico Envolvido no Processo de E&P

Como o petróleo é um produto não renovável, seus custos técnicos de exploração e produção tendem a elevar-se no longo-prazo. Isto ocorre tanto pela redução do volume de óleo, quanto pela nacionalização ou restrição ao acesso às melhores reservas mundiais. Assim regiões com características geológicas mais complexas tendem a ser exploradas e o progresso técnico torna-se estratégico para que as empresas de petróleo possam enfrentar as dificuldades na produção de hidrocarbonetos.

A incorporação do progresso técnico, neste segmento, permitiu o desenvolvimento de: i) técnicas mais avançadas de exploração como a sísmica 3D e 4D e a perfuração horizontal. Os avanços se deram não só em termos de novas tecnologias sísmicas, mas também no custo destas tecnologias; ii) plataformas semi-submersíveis e dos navios sonda representaram um grande salto na exploração de petróleo em águas profundas; iii) novas técnicas para a recuperação das jazidas e iv) novas técnicas de

perfuração, permitindo a perfuração em lâminas d'água de alta profundidade e o aumento da produtividade da atividade de perfuração. O que proporcionou a expansão da exploração e da produção petrolífera não convencional.

Nos últimos 10 anos, experiências bem sucedidas na exploração de óleo *offshore*, em camadas do pré-sal *ou* partir de areia betuminosa e shale, indicam a relativa viabilidade em lidar com os desafios impostos por esta fronteira exploratória e compensar, em parte, o aumento do custo associado à produção de petróleo em condições mais difíceis. Os investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D) não ficaram restritos ao *upstream*, novos processos de conversão (craqueamento catalítico, hidrocrackeamento e reforma) foram desenvolvidos buscando adaptar o perfil do refino de petróleo à evolução da demanda e ao melhor aproveitamento das matérias-primas (óleos não convencionais).

Em síntese, este capítulo discorreu sobre a evolução da IMP evidenciando suas características estruturais e o seu padrão de concorrência. Foi possível observar que esta indústria possui especificidades que, ao longo do tempo, influenciaram sua conduta diante do mercado, reforçaram a sua estrutura oligopolizada, integralizada e internacionalizada e, acima de tudo, determinaram seu desempenho competitivo. Além disso, ficou claro que as inovações de natureza tecnológica e financeiras foram os resultados mais importantes dos choques do petróleo ocorridos na década de 1970 e foram responsáveis pela reorientação geográfica, estrutural e comercial da IMP.

3 O DESEMPENHO DA INDÚSTRIA MUNDIAL DE PETRÓLEO NO PERÍODO RECENTE

O objetivo deste capítulo é avaliar os fluxos de comércio internacional de petróleo para um grupo de países selecionados, no período compreendido entre 1997 e 2011. Para tanto, está dividido em duas partes: na primeira, são apresentadas informações quantitativas sobre a distribuição das reservas internacionais, a estrutura produtiva e as características dos fluxos de comércio exterior de petróleo. Na segunda, serão avaliados os indicadores de *Market Share* (MS), Vantagens Comparativas Reveladas (VCR) e de comércio intraindústria, o Índice de Grubel e Lloyd (GL) para os países selecionados.

3.1. A Evolução das Reservas, Produção e Consumo Mundiais de Petróleo Bruto no Período Recente.

Para a melhor avaliação do comércio internacional de petróleo, faz-se necessária a compreensão da distribuição das reservas provadas ao redor do mundo. É a partir da localização desses recursos naturais não renováveis que serão definidos: a produção, os investimentos, as estratégias empresariais e os fluxos comerciais.

3.1.1 A Distribuição das Reservas Provadas e da Produção Mundial de Petróleo no Período entre 1991 a 2011.

A produção de petróleo mundial, em 2011, foi 83,6 milhões de barris/dia, dividida de forma desigual pelas regiões do mundo. As maiores regiões produtoras são: o Oriente Médio (31%), a Europa e Eurásia¹⁸ (22,8%), as Américas do Sul e Central (13,7%) e a África (12,2%). Esta desigualdade, muitas vezes, não está relacionada à localização das reservas provadas de petróleo (1,4 trilhões de barris). Isto significa dizer

¹⁸ Europa e Eurásia: refere-se aos países listados da Europa (membros europeus da OCDE mais a Albânia, a Bósnia-Herzegovina, Bulgária, Croácia, Chipre, Antiga República Jugoslava da Macedônia, Gibraltar, Malta, Romênia, Sérvia e Montenegro, na Eslovênia) e da antiga União Soviética (Armênia, Azerbaijão, Belarus, Estônia, Geórgia, Cazaquistão, Quirguistão, Letônia, Lituânia, Moldávia, Rússia, Tajiquistão, Turquemenistão, Ucrânia, Uzbequistão).

que as maiores reservas nem sempre estão situadas em grandes regiões produtoras, como observado na Figura 4.

Assim, um indicador importante é a relação entre as reservas provadas e produção (R/P), pois revela o ritmo de exploração que cada região pode ter, considerando a disponibilidade de petróleo futura. A Figura 4 mostra a evolução das reservas provadas nas várias regiões produtoras no período de 1981 a 2011. As novas descobertas de jazidas na Venezuela e no Brasil, na última década, possibilitaram que o suprimento de petróleo da região da América Sul e Central (93,9 anos) se tornasse superior ao do Oriente Médio (81,9 anos), mantendo constantes os níveis de produção. Já a África conta com 35,8 anos de exploração de petróleo de acordo com o indicador de R/P, a Europa e Eurásia 21,7 anos, a Ásia do Pacífico 14,8 anos e a América do Norte de apenas 14,8 anos (Figura 5)

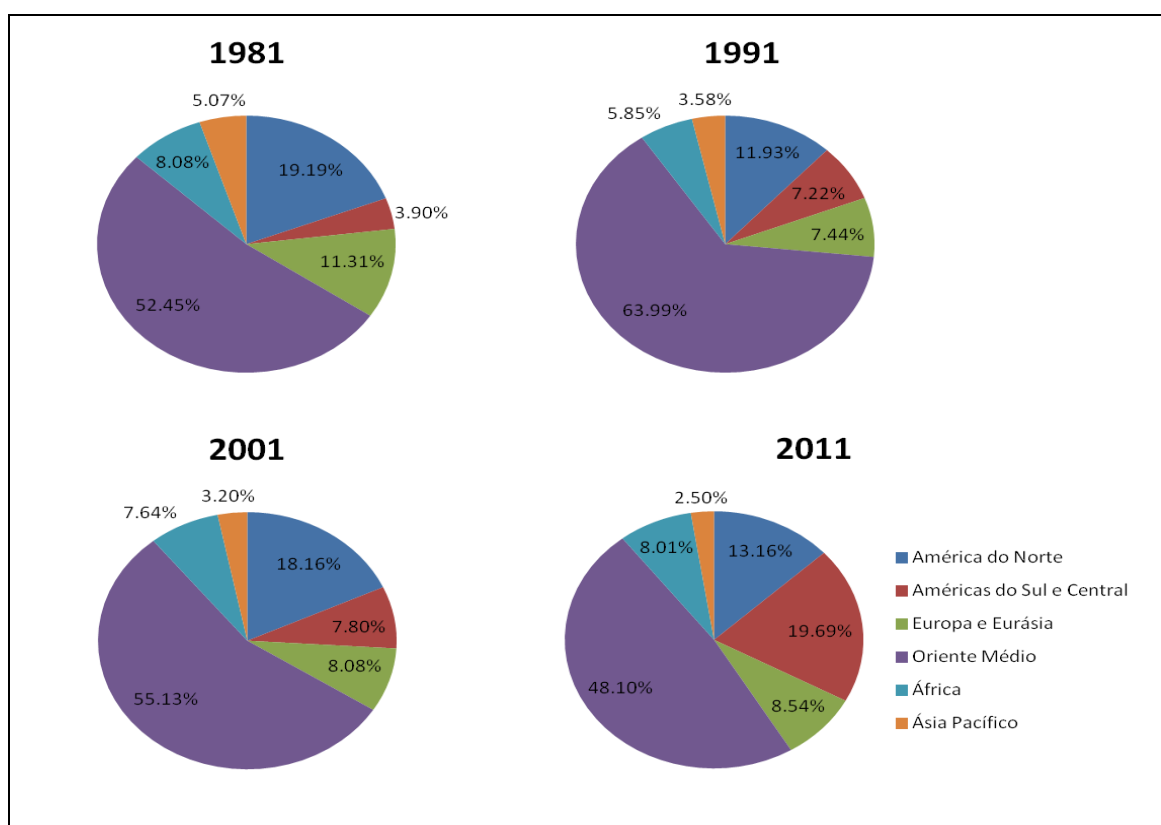


Figura 4 - Distribuição das Reservas Provadas de Petróleo –1981, 1991, 2001 e 2011.

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 2012.

Se a produção for avaliada, independentemente da região, é possível observar que os países pertencentes à Organização dos Países Exportadores de Petróleo – OPEP - são responsáveis por 43,2% da produção mundial e detêm 72,6% das reservas mundiais.

Já os demais países produtores (NÃO OPEP) respondem por 56,8% da produção e 27,4% das reservas. Dentre os principais países produtores de petróleo, exibidos no Figura 6, merecem destaque os EUA, Rússia, China, Canadá e México (NÃO OPEP), a Arábia Saudita, Irã, Emirados Árabes e Venezuela (OPEP).

Enquanto os países pertencentes à OPEP aumentaram suas reservas em 2,5% (1,2 trilhão de barris), entre 2010 e 2011, os países que não fazem parte da OPEP não registraram acréscimo (456,3 bilhões de barris). Segundo previsões da EIA, a importância da OPEP deverá se elevar com o aumento de sua produção, que chegará a 46% em 2030, nível alcançado somente em 1977, o que será, claramente, um dos principais fatores determinantes para o mercado e para os preços internacionais do petróleo. Visto isso, fica evidente a necessidade da descoberta de novas jazidas, particularmente em países NÃO OPEP, visando ampliar a segurança em relação ao abastecimento de petróleo e reduzir o poder dessa organização.

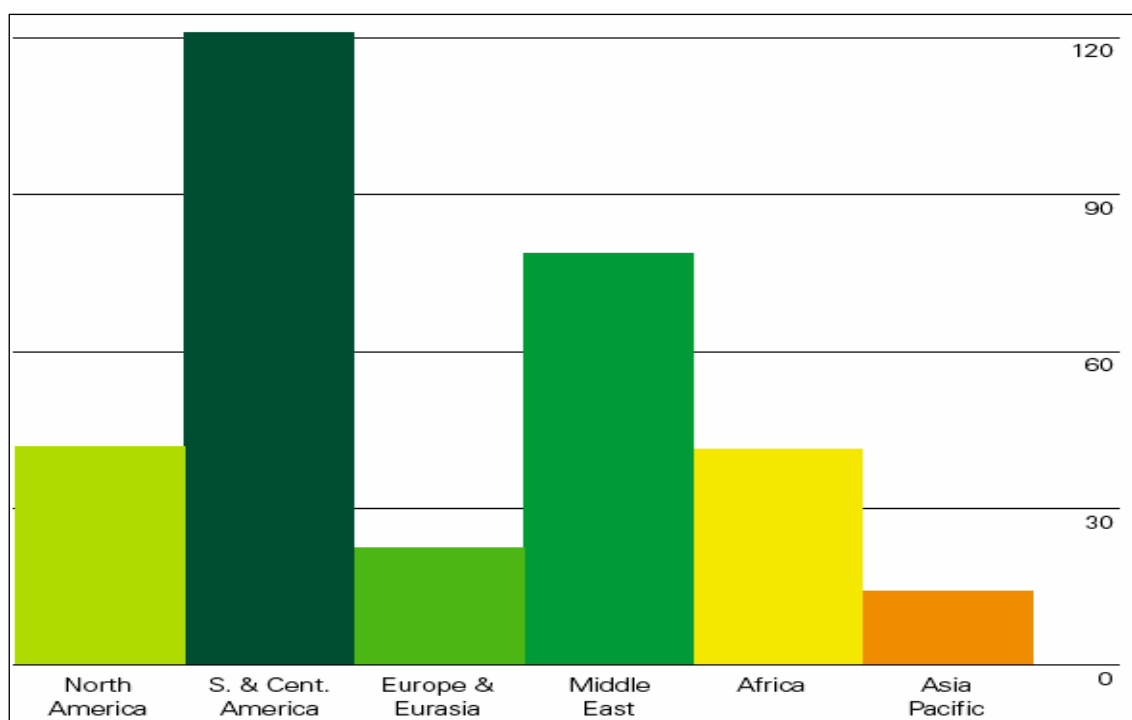


Figura 5 - Razão entre Reservas Comprovadas e Produção Anual (anos) – 2011

Fonte: *British Petroleum*, 2012

Além do esforço de reduzir a concentração das reservas provadas nos países da OPEP, outro ponto importante é a redução da participação do petróleo na matriz energética mundial. Perante essa necessidade, a *Energy Information Administration*

(EIA) calculou que seriam necessários investimentos de US\$ 270 trilhões para a redução da dependência do petróleo na matriz energética mundial atual (de 80% para 50% em 2050), número considerado praticamente inatingível (EIA, 2013).

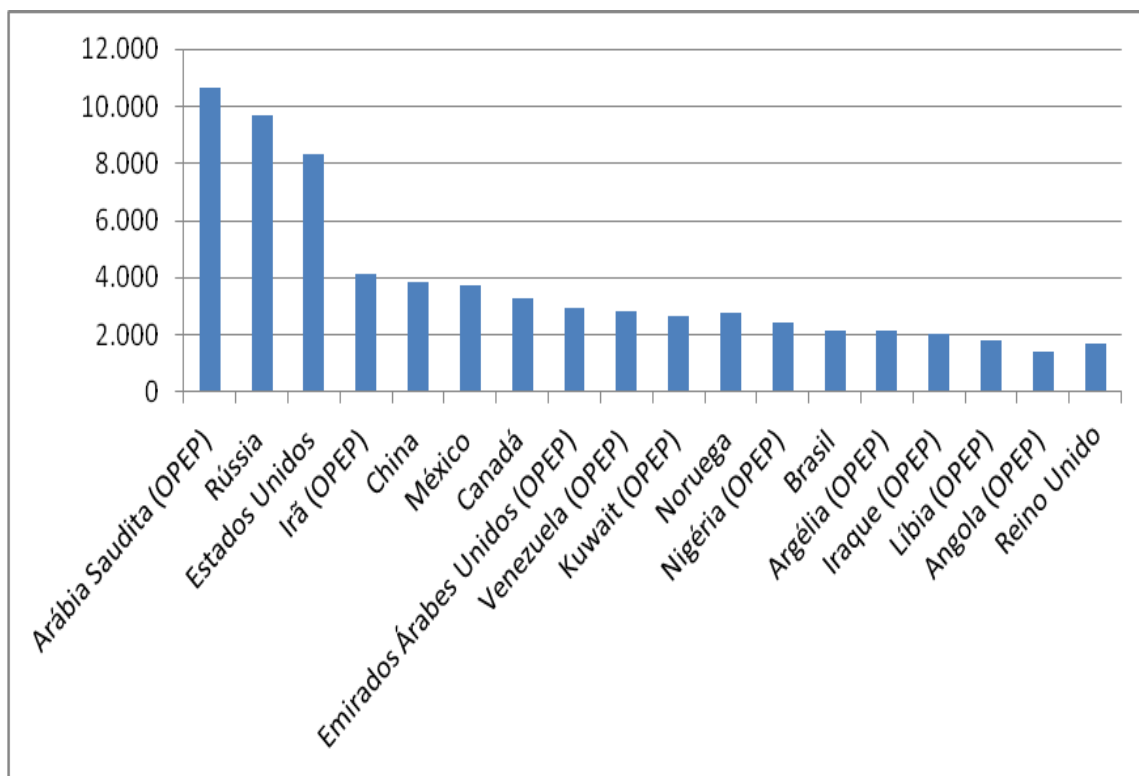


Figura 6 - Maiores Produtores de Petróleo no Ano de 2010 (em mil barris/dia)

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 2011

A Figura 7 mostra que, no período compreendido entre 1980 e 2010, houve crescimento da produção mundial de petróleo em, praticamente, todas as regiões, com maior destaque para o Oriente Médio, Américas Central e Sul. Até o ano de 2008, o crescimento econômico mundial, liderado basicamente pela China, aumentou o consumo de energia, o que impulsionou a produção de petróleo em todas as regiões. Além disso, a necessidade de maior suprimento de energia proporcionou o acelerado processo de busca por novas reservas.

Após a crise financeira internacional, mais precisamente entre 2008 e 2009, a retração da economia mundial provocou uma contração na demanda por energia, o ajuste da oferta foi a redução de 2,5% (82 milhões de barris/dia para 79,9 milhões de barris/dia) do volume de petróleo produzido no mundo e 7% na produção dos países da OPEP.

Em 2010, o volume de petróleo produzido no mundo aumentou (2,3%), passando de 80,3 para 82,1 milhões de barris/dia. O aumento foi registrado em todas as regiões, com exceção da Europa e Eurásia, que apresentaram queda de 0,5%. Nesse período, os países da OPEP incrementaram sua produção em 2,9%, graças, sobretudo, aos países do Oriente Médio pertencentes ao grupo, que registraram um acréscimo de 2,2% enquanto o total produzido por esta região correspondeu a 30,7% da produção mundial, no mesmo período.

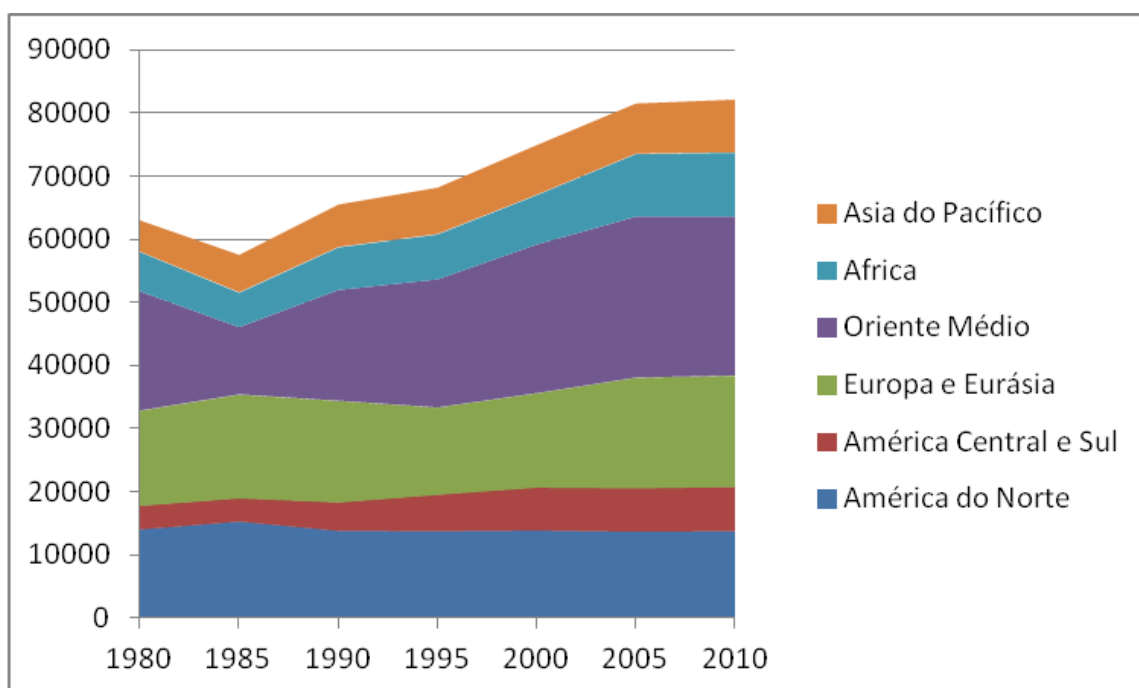


Figura 7 - Produção Mundial de Petróleo – 1980 a 2010 (mil barris/dia)

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 2011

Mas o maior aumento relativo da produção de petróleo, após a crise, foi verificado na região Ásia-Pacífico (4,7%), decorrente, essencialmente, do aumento de 7,1% na produção chinesa, que alcançou 4,1 milhões de barris/dia. As Américas Central e do Sul apresentaram alta de 3,5%, impulsionada, especialmente, pelos incrementos na produção da Colômbia (18,8%), do Peru (8,2%) e do Brasil (5,3%), enquanto a América do Norte produziu apenas 2,5% a mais.

Nos últimos anos, a busca pela garantia do suprimento de energia tem desencadeado um processo de reorganização geográfica da indústria petrolífera. Maiores esforços tecnológicos têm proporcionado encontrar e produzir petróleo em

regiões como a América do Sul, Austrália, Sudeste Asiático, Alasca e África (EIA, 2012).

3.1.2 A Evolução do Consumo Mundial de Petróleo no Período entre 1980 e 2010

No período entre 1980 e 2010, observou-se um significativo aumento do consumo de petróleo em todas as regiões, crescimento ligado ao bom desempenho econômico de países como a China, Índia, Brasil e Rússia, como pode ser verificado na Figura 8, onde estes países aparecem entre os sete maiores consumidores mundiais.

Mesmo após a crise econômica de 2008, a China continuou elevando a quantidade consumida de petróleo (1,24 milhões de barris/dia, entre 2008 e 2010). A demanda mundial de petróleo, por sua vez, apresentou crescimento de 954 mil barris/dia no mesmo período, apesar dos reflexos da crise econômica nos países centrais. Nas Américas do Sul e Central, o acréscimo foi de 5% e na América do Norte de 2,1%.

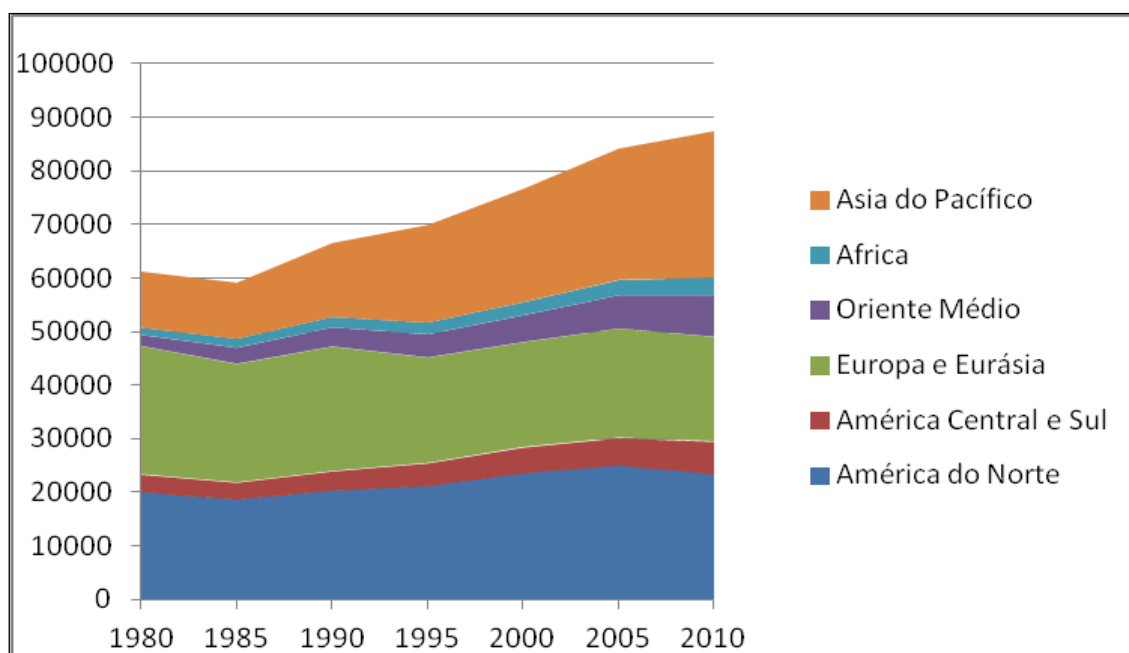


Figura 8 - Consumo Mundial de Petróleo por Região 1980 a 2010 (milhões de barris/dia)

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 2011

A América do Norte, entre 2009 e 2010, foi considerada a segunda região com maior consumo no mundo (23,4 milhões de barris/dia ou 26,8% do total mundial),

impulsionado pelo Canadá (4,5%), e pelos Estados Unidos (2%), maior consumidor mundial (21,9% do consumo mundial - 19,1 milhões de barris/dia).

O consumo mundial de petróleo, em 2010, foi de 87,4 milhões de barris/dia, indicando um crescimento de 3,1% em relação a 2009. A região que mais contribuiu para este aumento foi a Ásia do Pacífico (27,2 milhões de barris/dia, ou 31% do consumo total), onde merece destaque o consumo chinês (9,1 milhões barris/dia ou 10,40% do consumo mundial), como observado na Figura 8.

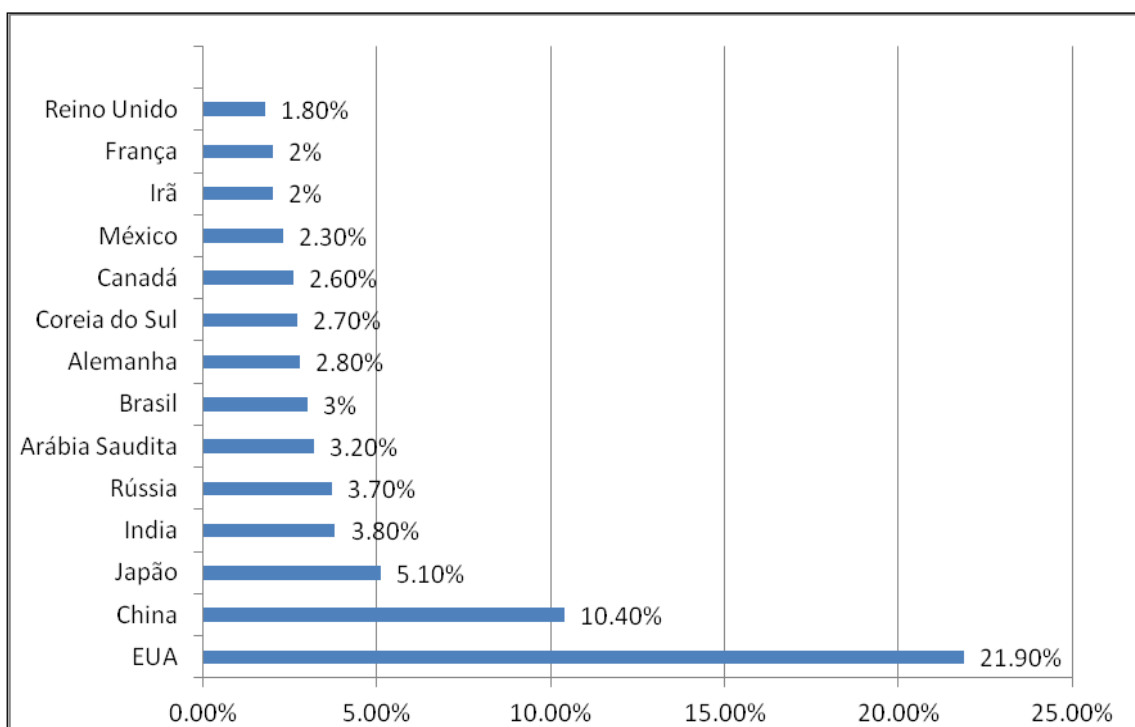


Figura 9 - Consumo Mundial de Petróleo - Por Países – 2010 (milhões de barris)

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, 2011.

A região da Europa e Eurásia apresentou consumo ligeiramente maior que em 2009 (0,3%), totalizando 19,5 milhões de barris/dia ou 22,3% do total. O Oriente Médio, por sua vez, teve um crescimento de 5,2% em relação a 2009. Nas Américas Central e do Sul, destacam-se tanto a queda de 6,2% do consumo do Chile, quanto o fato do Brasil ter se tornado o sétimo consumidor mundial de petróleo no mundo (a maior alta no consumo na região de 8,6%).

Diante da análise dos dados expostos, é possível perceber que tanto a produção, quanto o consumo de petróleo evidenciaram crescimento no período compreendido entre 1980 e 2010. E que nem mesmo os reflexos da crise financeira internacional (após

2008), que comprometeram, momentaneamente, o ritmo de crescimento do consumo, foram capazes de abalar a tendência de crescimento do período.

3.2 Fluxos Internacionais de Comércio de Petróleo

Do ponto de vista geopolítico, em regra, a maioria dos países produtores de petróleo apresentam elevadas reservas, pouca tecnologia de ponta, reduzida base industrial, mercado consumidor pouco expressivo e instabilidade política. Ao contrário, os países consumidores registram baixo nível de reservas, avanços tecnológicos, base industrial consolidada, estabilidade institucional e mercado consumidor expressivo (MACHADO, 2012).

Por isso, é possível verificar, então, que a indústria do petróleo já nasceu internacional, à medida que a busca por novos campos de exploração desencadeou uma dispersão geográfica da produção. Esta dispersão, por sua vez, acelerou as transações comerciais entre os países produtores e consumidores de petróleo.

A busca por novas áreas de exploração foi o elemento decisivo, tanto para o processo de internacionalização, quanto para os de integração vertical ou horizontal. A busca por matéria-prima e pelos diferenciais de renda petrolífera tem determinado os fluxos de comércio (importação e exportação) e de investimento, em decorrência da expansão das plantas de produção e refino. Como consequência das estratégias adotadas diante das suas próprias características, a indústria do petróleo, segundo Mathias (2008), tornou-se a única indústria energética global.

A internacionalização dessa indústria se expressa de duas formas: a primeira, adotada pelas *majors*, como forma de ampliação do mercado, acesso e controle das reservas. Já a segunda, utilizada pelos países produtores que nacionalizaram suas indústrias de petróleo, como forma de inserção no mercado mundial (MATHIAS, 2008). Independente da forma, o aumento das trocas internacionais, diante da crescente importância do petróleo para a economia mundial, foi possível graças aos seguintes fatores:

- ✓ A melhoria dos meios de transporte, que, segundo Tisuan (1996), reduziu o custo e tempo das operações.
- ✓ A melhoria nos mecanismos de comunicação.
- ✓ A organização e a consolidação dos mercados de petróleo: *spot*, futuro e derivativos, que permitiram o movimento de integração financeira.

✓ A elevação da escala mínima de eficiência das plantas industriais, com a conquista de novos mercados¹⁹.

✓ A liberalização do comércio exterior.

Na Figura 10, a seguir, um indicador evidencia a importância do comércio internacional para a indústria petrolífera, trata-se da razão entre o total comercializado e a produção total de petróleo. Os resultados revelam que é alta a participação do comércio internacional no total de petróleo produzido, principalmente a partir dos anos 1980, quando este indicador se mostra sempre superior a 41% (1987) e atingindo o máximo de 68% (2007), ano que antecede a crise financeira internacional. Já a tendência de queda a partir de 2008, deve-se aos efeitos da crise mundial e ao aumento da produção petrolífera dos EUA.

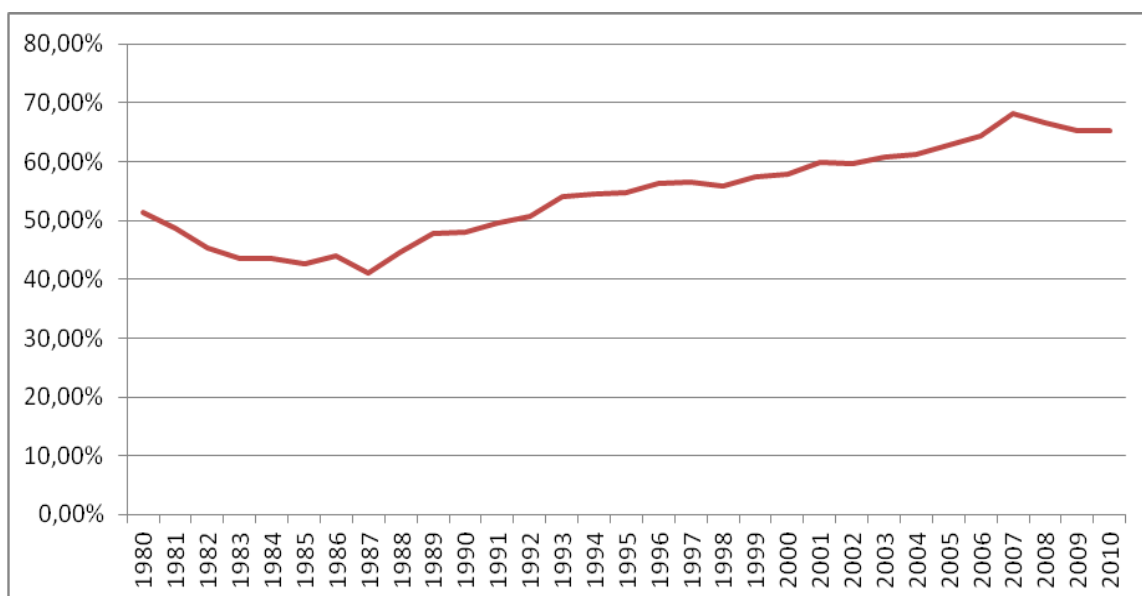


Figura 10 - Participação das Exportações de Petróleo na Produção Total - 1965 a 2010

Fonte: Elaboração própria a partir do *Statistical Review of World Energy*, 2011.

Os principais fluxos comerciais líquidos são ilustrados na Figura 11. De forma esquemática, é possível verificar os movimentos de importação e exportação de petróleo, suas origens e seus destinos. Os dados mostram a importância da região do Oriente Médio, que participa das exportações para todas as regiões. O que corrobora os dados apresentados anteriormente sobre a produção e reservas dessa região.

¹⁹ O aumento da escala mínima de eficiência permite a apropriação de economias de escala.

Ao se avaliar em conjunto, importação, exportação, consumo e produção, pode-se verificar que os EUA e a China são países produtores e importadores de petróleo. A China importa grande parte do seu petróleo da Ásia do Pacífico, das Américas do Sul e Central e da África, e os EUA sobretudo do Canadá, da Europa, México e Américas do Sul e Central.

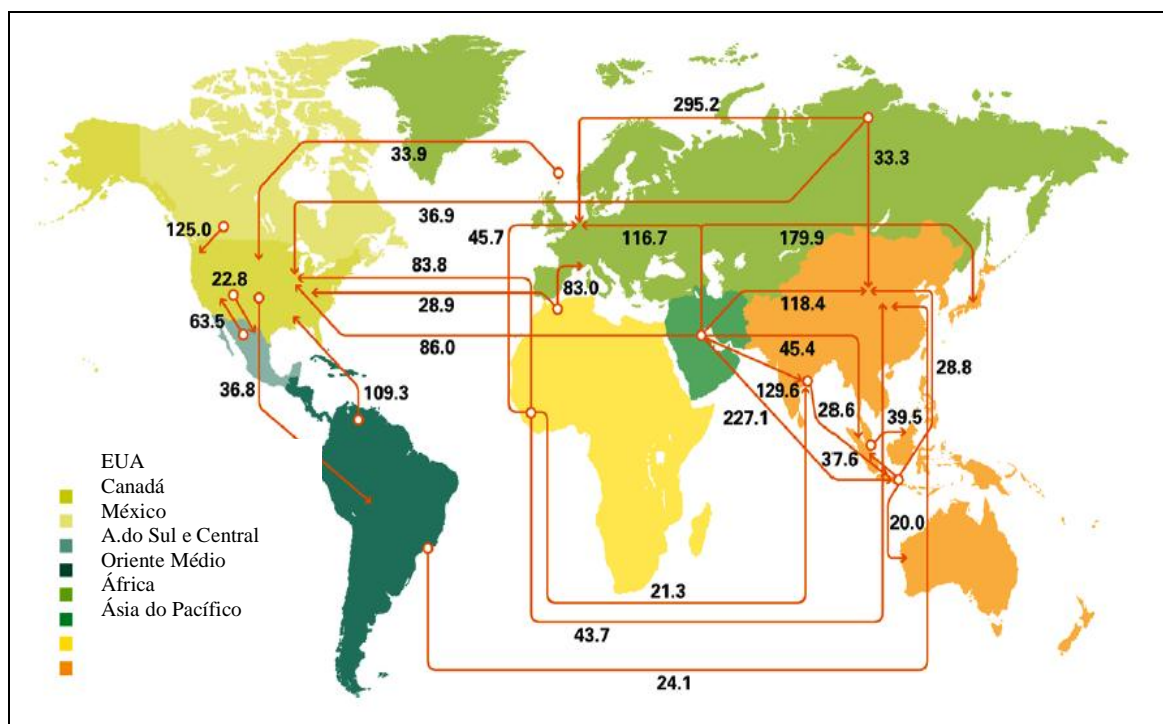


Figura 11 - Fluxo Comercial de Petróleo (milhões de toneladas) - 2010

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 2011

A dependência chinesa com relação ao petróleo importado ficou em torno dos 55% do seu consumo doméstico, em 2011, o que representa, aproximadamente, 9% das importações mundiais de petróleo. Tamanho dependência pode ser atribuída a dois fatores principais: o primeiro diz respeito à tentativa de reduzir da participação do carvão (71%) na sua matriz energética, e o segundo refere-se ao vigor da economia chinesa nos últimos anos. Diante destes números, a China influencia tanto o mercado mundial, quanto a formação dos preços internacionais do petróleo (ANP, 2012).

Os EUA, que assinalavam uma tendência de aumento da dependência em relação ao petróleo importado, decorrente da alta taxa de maturidade dos seus campos de exploração, descobriram novas reservas em 2009 e 2010, em cada uma das cinco maiores áreas produtoras de petróleo bruto e condensado do país (Texas, no Golfo do México *Federal Offshore*, Alaska, Califórnia e Dakota do Norte). As novas descobertas

e o aumento de 25% na produção de óleo (Tight oil, extraído de um tipo de rocha sedimentar de formação calcária – shale), fizeram com que o país reduzisse em um terço as suas importações líquidas (EIA, 2012).

Países com produção pouco expressiva, como o Japão e a Índia, também têm revelado grande dependência das importações, que, no caso da Índia, segundo a EIA, poderá chegar a 91,6% do seu total consumido em 2020. Isso, mesmo considerando que este país dispõe de certa diversidade de fontes energéticas, e o petróleo representa 23% da sua matriz energética (EIA, 2012).

A elevação do consumo nas economias emergentes e a crescente preocupação destes países com o abastecimento energético desencadeou a estratégia de ampliação da capacidade de refino. Os Estados Unidos (20%), juntamente com a China (8,7%), Rússia (6,3%), Japão (5,2%) e Índia (3,4%) respondem por 43,5% da capacidade mundial de refino. Os fluxos comerciais de petróleo bruto e derivados começam a se modificar. Mais petróleo passa a circular nos países produtores, que irão refinar mais que nos países consumidores. Surgirão, então, uma nova logística, uma nova geopolítica e novas perspectivas, o que reforça a reorganização geográfica da produção e altera os fluxos comerciais e de investimentos da indústria petrolífera mundial.

Na verdade, as modificações dos fluxos de comércio e investimento estão relacionadas não só à preocupação pela segurança energética, devido ao aumento do consumo, como também aos efeitos deste consumo no nível mundial de preços do petróleo. Para compreender melhor essa relação, faz-se necessário o entendimento da formação do preço mundial do petróleo, como será exposto a seguir.

3.3 A Formação do Preço do Petróleo

O petróleo é uma das *commodities* mais importantes do mundo moderno e é reconhecidamente, conforme Jones e Kaul (1996), o principal recurso natural não renovável utilizado pela economia mundial. Dada sua importância, qualquer modificação nos níveis de preços deste recurso desencadeia tanto reações por parte dos agentes da indústria, quanto ações políticas dos governos dos países produtores e consumidores.

Embora a indústria mundial do petróleo seja uma indústria fornecedora de *commodities*, sua forma de atuação é distinta das demais indústrias de matérias-primas. A convergência e a divergência dos seus interesses políticos e/ou econômicos de seus

agentes culminam em uma alta volatilidade do preço do petróleo. Essa volatilidade se torna ainda mais relevante, uma vez que essa *commodity*, além de afetar o lado real da economia (comércio), também se configura em um ativo importante no portfólio dos investidores (mercado futuro, opções), o que causa reações no lado financeiro.

A dinâmica das flutuações de preços do petróleo no mercado internacional está relacionada à dimensão geopolítica e às inovações tecnológicas e financeiras desta indústria que, por sua vez, misturam-se à própria dinâmica do comércio e das finanças internacionais. Assim, a formação do preço internacional do petróleo está associada às relações internacionais, políticas, estratégicas e econômicas de seus agentes e não simplesmente a um balanço entre a oferta e a demanda mundiais desse produto. Tamanha complexidade pode ser entendida pela importância desta *commodity* que é a mais consumida pela economia mundial e esta característica permite que o petróleo esteja associado aos movimentos da economia mundial, tanto pelo lado real, como também pelo lado monetário.

Segundo Pinto Junior e Nunes (2001), as oscilações no nível de preços do petróleo produzem desdobramentos de ordem macroeconômica e, por isso, são relevantes para as estratégias de sustentação e crescimento das empresas produtoras de petróleo e das demais fontes convencionas ou alternativas de energia. O preço do petróleo é peça importante para explicar também estratégias financeiras dos países importadores e exportadores, que podem estar relacionadas desde o suprimento de uma matéria-prima energética, até o financiamento de déficits orçamentários.

A heterogeneidade originada pela maior eficiência ou escassez dos recursos produtivos naturais não renováveis, e a diferença entre os custos de produção em distintas regiões propicia, aos produtores, a apropriação de *rendas*²⁰ equivalentes à diferença entre o valor residual destas empresas e do concorrente marginal. Além dessas, as distorções de caráter sistêmico, criadas pela tributação também acarretam impacto na competitividade da cadeia em seu todo nas relações comerciais (importações e exportações).

O aperfeiçoamento dos meios de transporte do óleo (capacidade dos petroleiros), a consolidação dos mercados *spot*²¹ e futuro e a crescente importância do hidrocarboneto para a economia mundial intensificaram tanto os fluxos de comércio internacional de petróleo, quanto o grau de internacionalização dessa indústria, o que

²⁰ Ver item 2.3.3.

²¹ No mercado à vista, os preços são fixados instantaneamente.

pode ser avaliado por meio dos déficits de petróleo bruto por região (diferença entre o consumo e a produção de petróleo cru por região), bem como pela razão entre o comércio e oferta mundial.

A importância crescente do mercado *spot* e as transformações estruturais da indústria do petróleo possibilitaram a dissolução da antiga prática de preços de referência estabelecida pela OPEP²² e introduziram um novo elemento às cotações do preço do petróleo: a volatilidade. Esta, por sua vez, é influenciada pelos desequilíbrios entre a oferta e a demanda e a guerra de preços decorrentes da divergência dos interesses políticos e ou econômicos dos agentes.

Após os choques do petróleo na década de 1970, a preocupação com a vulnerabilidade dos preços, das taxas de câmbio e de juros, criou a necessidade de gestão de riscos por parte dos agentes. Mecanismos financeiros de proteção, como *hedge*, derivativos, as opções e os contratos futuros, permitiram aos participantes do mercado de petróleo maior eficiência e menor exposição.

A disseminação desses mecanismos financeiros modificou a dinâmica do mercado mundial e o petróleo passou por um processo de “comoditização”²³. Assim, a maior parte dos contratos de petróleo passou a ser referenciada nos marcadores WTI e o Brent, e, dependendo das características do petróleo, é acrescido um prêmio ou um desconto em relação ao preço do marcador (PINTO JUNIOR; NUNES, 2001).

A liquidez dessa *commodity* faz dela um ativo adicional no mercado financeiro, cujo interesse dos investidores financeiros ao longo do tempo tem se mostrado expressivo. Diante disso, o preço do petróleo, então, passa a ser entendido como a ação conjunta de quatro forças: a) demanda b) oferta c) capacidade ociosa e d) o mercado financeiro, que são apresentados de forma esquemática na Figura 12 e serão discutidas a seguir.

²² No final da década de 1970, o mercado à vista correspondia a, aproximadamente, 10% do total do petróleo comercializado no mundo, já no final de 1982 esse percentual era de mais de 50%, reduzindo o poder da OPEP (YERGIN, 2010).

²³ Embora o petróleo cru seja visto como uma commodity, existem diferentes tipos de óleo cru que são valorados com relação às suas características físico-químicas. Geralmente, três aspectos são importantes, ao definir o valor do petróleo: i) o conteúdo de carbono em relação ao conteúdo de hidrogênio ii) o conteúdo de enxofre, quando se diz que um petróleo é doce, ele possui baixo conteúdo de enxofre, caso contrário, diz-se que o petróleo é azedo iii) contaminantes, particularmente metais pesados. Para permitir uma maior uniformidade do produto no mercado, a maior parte dos contratos de petróleo faz referência aos WTI e o Brent (marcadores), e, dependendo das características do petróleo, é acrescido um prêmio ou um desconto em relação ao preço do marcador.

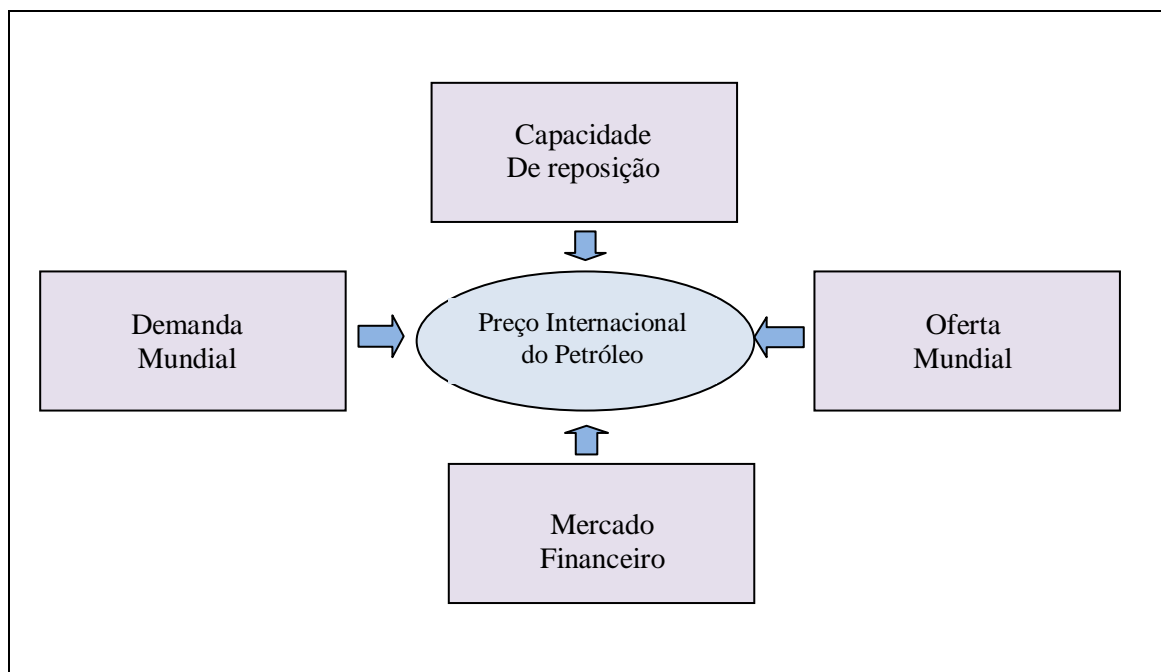


Figura 12 - Fatores que Influenciam o Preço do Internacional Petróleo

Fonte: Elaboração própria baseado em EPE, 2008.

a) Demanda Mundial de Petróleo

O aumento da demanda mundial por petróleo, no período que antecedeu a crise financeira de 2008, foi estimulado pelo crescimento do PIB mundial de 4,0% ao ano, que, por sua vez, foi devido, em grande parte, ao bom desempenho de países em desenvolvimento como: China, Índia, Brasil, Rússia, entre outros, que, em média, cresceram a uma taxa de 6% ao ano.

Esses países mostraram significativa expansão da infraestrutura produtiva, da urbanização e da motorização, o que estimulou o aumento de suas demandas por petróleo que, de 1998 a 2007, cresceram 3,3% ao ano, contra 0,5% dos países desenvolvidos.

Dentre os países em desenvolvimento, a China merece destaque. Em 2007, a demanda incremental por petróleo no mundo foi de quase 1.000 mil barris/dia, dos quais 50% correspondem ao somatório das demandas incrementais da China (377 mil barris/dia) e Índia (150 mil barris/dia) (Figura 13).

O consumo norte americano também teve muita influência sobre a demanda de petróleo até 2007, no entanto, após a crise financeira em meados de 2008, o desaquecimento da atividade econômica, e o aumento da produção interna culminaram na redução da demanda por petróleo.

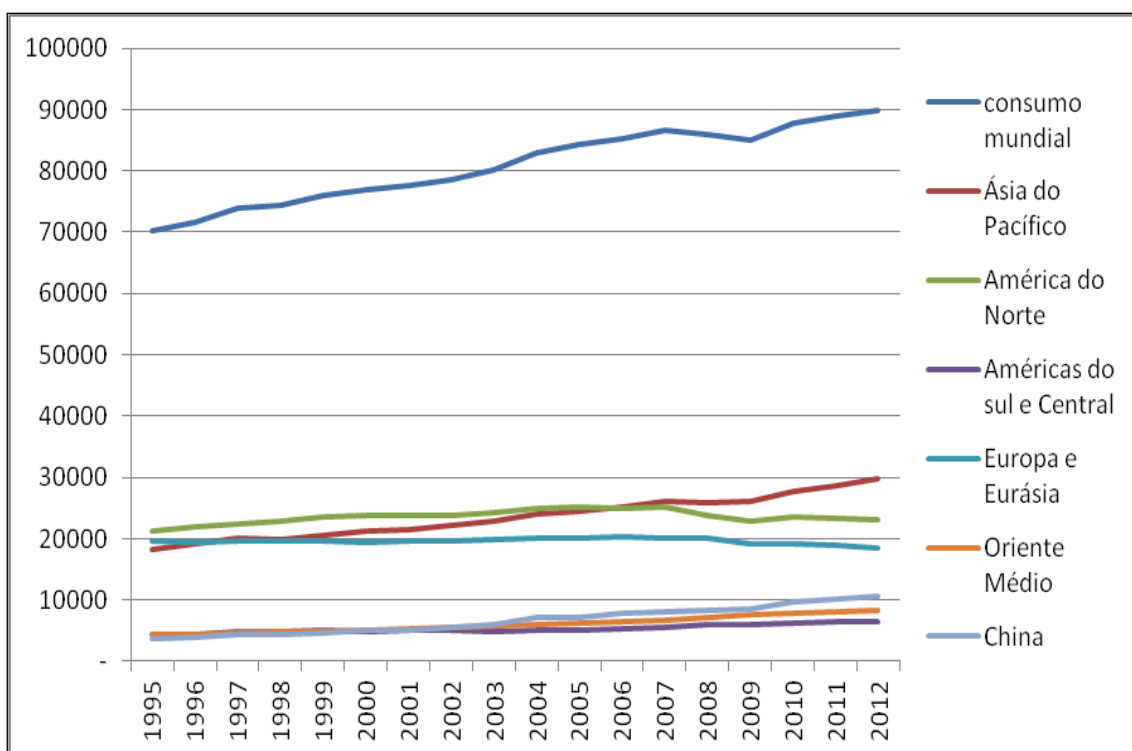


Figura 13 - Evolução do Consumo mundial de petróleo 1995-2012 (em milhões de barris diários)

Fonte: BP,2013.

O comportamento da economia mundial pressionou os preços do petróleo, que são influenciados não só pela demanda presente, mas também pelas expectativas futuras, até então, bastante otimistas, uma vez que a redução do consumo dos países desenvolvidos foi compensada pelo contínuo crescimento dos países em desenvolvimento.

✓ Mesmo diante da alta de preços, a taxa média de crescimento da demanda por petróleo foi de 1,9% ao ano, no período entre 2001 e 2008, mostrando uma baixa elasticidade-preço que se deveu, principalmente, aos seguintes fatores:

✓ a dificuldade de substituição do uso de petróleo e seus derivados;

✓ a maior concentração do consumo de petróleo e derivados foi percebida no setor de transporte (aéreo, rodoviário, ferroviário, marítimo), que, em 2006, segundo IEA (2008), respondeu por 60,5% do consumo total desses produtos;

✓ a depreciação do dólar acabou por reduzir o impacto da alta dos preços do petróleo para o consumidor e para a economia mundial;

✓ a queda da participação relativa dos combustíveis no orçamento total das famílias, tanto nos países desenvolvidos quanto nos emergentes.

✓ a absorção do impacto da alta dos preços por meio de medidas fiscais pelos governos de alguns países, como Rússia, China, Arábia Saudita.

Em meados de 2008, a desaceleração da economia mundial, ocorrida pelo efeito contágio da crise financeira internacional, desencadeou o ajuste fiscal em vários países. Em decorrência disso, foram anunciados reajustes dos preços dos combustíveis pela China (18%) que diminuíram as defasagens dos preços domésticos e internacionais, cujo impacto foi a redução da demanda por petróleo (FMI, 2008). A partir de 2008, o consumo mundial de petróleo continuou mostrando tendência de alta, na Figura 13, é possível perceber que a Ásia do Pacífico, basicamente impulsionada pela China, foi a região que mais adquiriu petróleo nesse período.

b) Oferta mundial de petróleo

A oferta mundial de petróleo tem registrado um crescimento pouco inferior ao crescimento da demanda. Entre 1995 e 2012, a expansão média da produção mundial de petróleo foi de 1,4% ao ano, enquanto o consumo mundial, no mesmo período, cresceu em média 1,5% ao ano. Os principais motivos para isso foram:

✓ o declínio da produção de várias regiões maduras fora da OPEP, como o Mar do Norte (Reino Unido e Noruega) e o México;

✓ o ritmo lento tanto na incorporação de novas áreas de exploração, quanto na recuperação de áreas produtoras;

✓ o aumento dos custos de E&P e das participações governamentais (royalties, participação especial etc.) cobradas às empresas produtoras de petróleo;

✓ a ocorrência de tensões sociais e interrupções operacionais que comprometeram a produção e os investimentos em importantes países produtores como a Venezuela, Nigéria, Irã, Egito;

✓ o aumento da produção de óleo não convencional por parte dos EUA e Canadá.

A conjugação do esgotamento de potencial geológico de algumas áreas de produção importantes, como o Mar do Norte, do aumento dos custos sobre a rentabilidade dos projetos, das questões geopolíticas que interferem na produção, do nível de investimentos do setor e da resistência da OPEP em aumentar a produção, ainda dificulta o equilíbrio entre oferta e demanda (Figura 14).

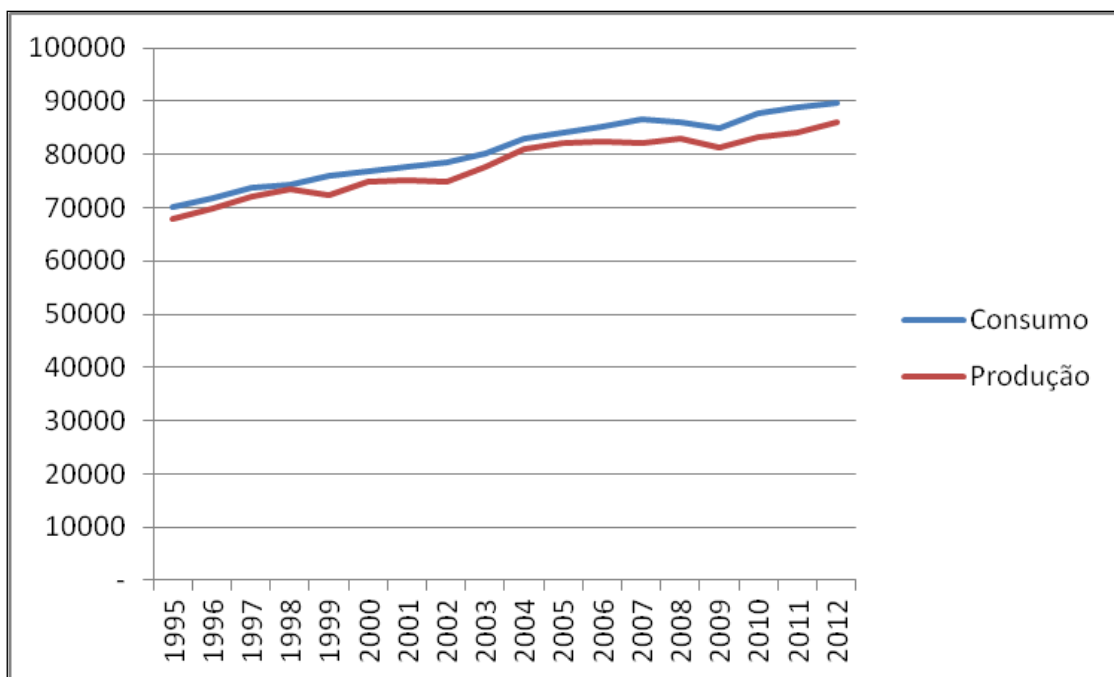


Figura 14 - Consumo e Produção Mundiais de Petróleo 1995 a 2012 (em milhões de barris diários)

Fonte: BP, 2013

A produção de petróleo mundial entre os países que fazem parte da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) e aqueles denominados NÃO OPEP. Em contraste com a produção da OPEP, que está sujeita a uma coordenação única, os países NÃO OPEP tomam decisões independentes sobre as suas ofertas, o que representa 60% da produção mundial total. Geralmente, os métodos de extração não convencionais (*offshore* de águas profundas, areia betuminosa e *Tight oil*), adotados por esses países, registram custos mais altos. Por este motivo, e por serem tomadores de preços, produzem a plena capacidade, visando ganhos de escala. Assim, tanto a oferta NÃO OPEP real, quanto às expectativas relativas à oferta futura exercem certa influência sobre os preços internacionais do petróleo.

Outro fator que interfere na oferta de petróleo é a concentração industrial no setor, que reflete a estratégia dos governos e empresas pelo acesso e controle das fontes de matéria-prima. Neste contexto, é possível observar o aumento do domínio das empresas estatais que, em 2012, controlavam 85% das reservas mundiais comprovadas de petróleo. A intensificação dos fluxos de investimento direto externo (IDE) por meio de fusões e aquisições principalmente na década de 1990 (aumento de 42%), contribuiu para o aumento dessa concentração industrial. Os processos de Fusões e Aquisições no

setor petrolífero apresentam redução após a crise de 2008, mas voltam a subir em 2012 (38% em relação a 2011) (ANP, 2013).

c) Capacidade Ociosa e Estoques

Entre 2003 e 2004, OPEP, que representa 40% da oferta mundial de petróleo, reduziu a capacidade excedente de produção dos países membros. O grupo de 12 países pertencentes a OPEP se valem de um sistema de quotas de produção para controlar parte da oferta mundial, é desta forma que, nos últimos 40 anos, eles têm conseguido influenciar os preços mundiais do petróleo (ANP, 2013; BP 2010).

Num mercado concorrencial, a capacidade ociosa e os estoques são variáveis e contribuem para corrigir eventuais desequilíbrios entre oferta e demanda. As expectativas sobre os estoques também podem provocar efeitos sobre o nível de preços atual e futuro. Se os preços futuros aumentam em relação ao preço à vista, haverá uma elevação dos estoques visando ganhos futuros, o inverso também pode ocorrer, quando a expectativa é de queda no preço futuro.

O descompasso entre oferta e demanda, diante da pouca capacidade ociosa pode ser agravado pelo surgimento de focos de tensões geopolíticas, como as que ocorreram recentemente na Venezuela, Nigéria, Irã e Rússia. Tais tensões sempre foram preocupação desde o primeiro choque do petróleo nos anos 1970, porque aumentam o risco de escassez. Assim, diante da incerteza em relação ao fornecimento, o mercado adicionou ao preço um “prêmio risco”, pressionando o nível de preços internacionais até 2008.

Como as expectativas para o crescimento econômico mundial eram positivas, os preços do petróleo no mercado à vista subiram, incentivando a redução dos estoques. A assimetria relacionada às informações sobre tais estoques contribuíram para uma incerteza adicional elevando a volatilidade dos preços. Como se pode perceber, a relação e o equilíbrio entre estoques, preços atuais, futuros, oferta e demanda é uma das principais ligações entre o lado real (mercado físico) e o financeiro (investidores) do mercado do petróleo.

A oferta de petróleo, assim como sua demanda apresentam baixa elasticidade, isso se deve ao fato de os estoques e a produção serem relativamente fixos no curto prazo. Mas os altos preços fomentaram a busca de novas áreas de exploração. Esse incremento, entretanto, é baseado em novas técnicas de extração com custos maiores

que as convencionais. Assim, entre 2005 e 2006, os custos aumentaram 29% para a descoberta de novas jazidas de petróleo e 33% para a recuperação de reservas já em operação (IOOTTY, 2008)

Os custos mais altos compensados pelos altos preços provocaram o incremento da produção de petróleo na China de 7,1%, nas Américas Central e do Sul de 3,5% e, na África, de 4,1% entre 2009 e 2010, além da busca por fontes de petróleo não convencionais.

d) Mercado Financeiro

Em 2010, a volatilidade dos preços do petróleo voltou a subir, e, desta vez, os fatores ligados à oferta e à demanda não foram suficientes para explicar tais oscilações.

Após a crise financeira de 2008, é crescente a importância do mercado futuro sobre o comportamento dos preços. Os investidores do mercado de capitais buscaram alternativas financeiras para aplicar seus recursos e passaram a aumentar suas operações no mercado futuro de petróleo, derivados e gás natural, bem como em outras *commodities* metálicas e agrícolas. Em 2008, para cada barril físico de petróleo, eram negociados 18 barris de “papel” no mercado futuro. Situação semelhante é relatada por Machado e Szklo (2006) em 2000, quando, em razão da forte ajuste da NASDAQ, os agentes do mercado de capitais recorreram às *commodities* como alternativa de investimento (Figura 15).

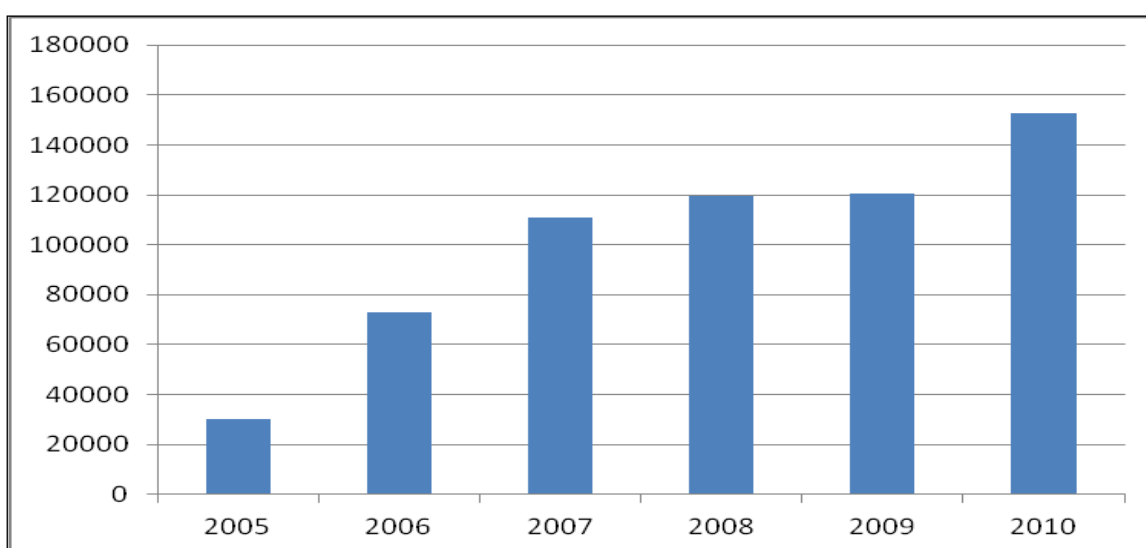


Figura 15 - Volume de Contratos no Mercado Internacional de Petróleo - 2005 a 2010

Fonte: INFOPETRO, 2011

A maior demanda especulativa por contratos futuros de petróleo eleva os preços, e o reflexo desse aumento é a contaminação das cotações no mercado *spot*, o aumento dos ganhos e da liquidez dos investidores e exportadores. A depender da taxa de câmbio, o efeito sobre as economias importadoras pode ser desastroso, uma vez que pode aumentar dos índices de inflação e comprometer o crescimento econômico. Este movimento pode ser melhor visualizado na Figura 16.

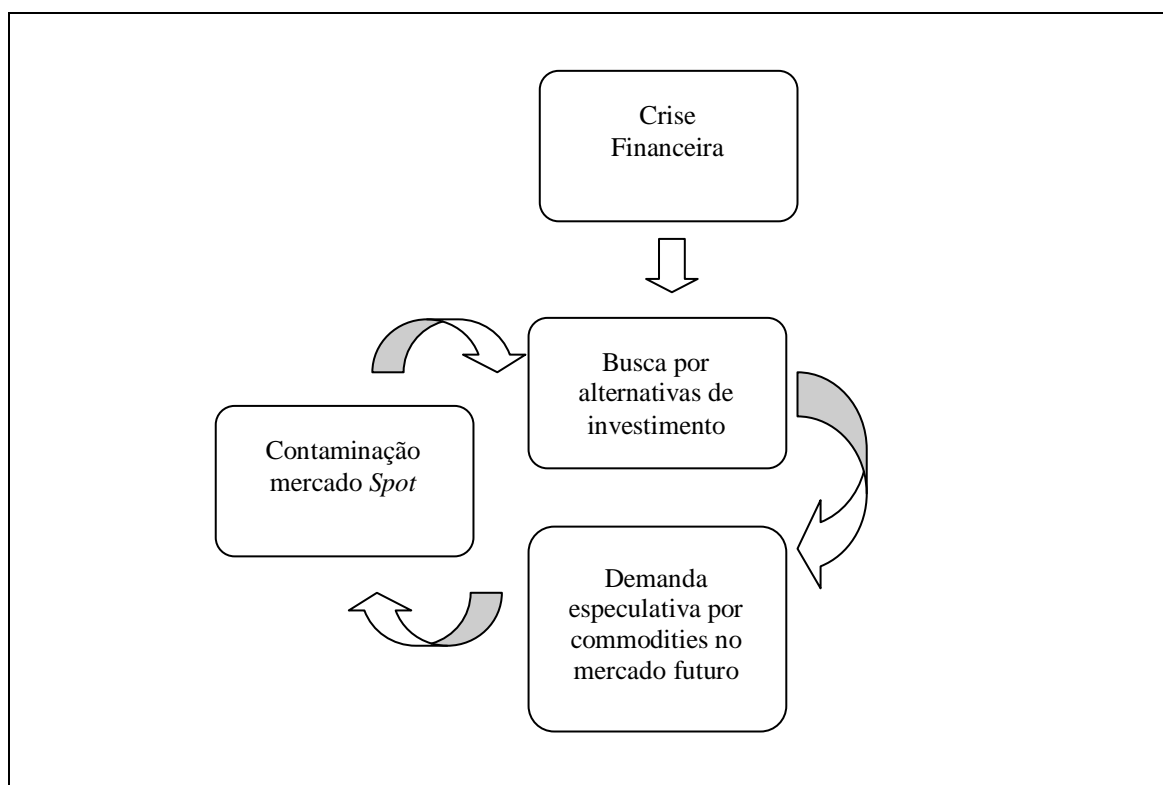


Figura 16 - Esquema de Interação entre Mercados *Spot* e Futuros de Petróleo

Fonte: elaboração própria a partir de Machado e Szklo, 2008

De 2001 a 2007, o crescimento da demanda mundial, a falta de fontes alternativas de energia, a fraca expansão da produção e os efeitos especulativos desencadearam um aumento de preços do petróleo que, em meados de 2008, chegou a US\$ 143,00/b. As previsões dos analistas, na época, apontavam para US\$ 200,00/b. Entretanto, a crise econômica mundial, detonada pelo colapso do mercado hipotecário de segunda categoria (*sub-prime*) nos EUA, em 2008, causou uma retração na economia mundial e uma redução nos preços. Em agosto, após a crise financeira internacional, os preços que geraram os ganhos que permitiram aos países asiáticos e árabes, exportadores de petróleo, financiar os déficits externos norte-americanos caíram, em média, 26,7%, atingindo US\$ 113,24/barril, e só voltaram a subir em 2010, quando o

óleo do tipo WTI foi cotado no mercado *spot* a uma média anual de US\$ 79,45/barril, enquanto o petróleo do tipo Brent, a US\$ 79,50/barril. Com relação a 2009, houve alta de 28,3% e 29%, respectivamente. No entanto, ambos ainda ficaram cerca de US\$ 19/barril abaixo da média alcançada em 2008, ano em que as cotações atingiram um preço recorde (Figura 16).

Em dezembro de 2010, o WTI e o Brent subiram para US\$ 88,88/barril e US\$ 91,26/barril, nesta ordem, acelerados pelo aumento da demanda no mundo todo e pelas restrições no incremento da produção nos países da OPEP (Figura 17).

Os preços mais altos impulsionaram o esforço de países altamente dependentes das importações de petróleo como a China (segundo maior importador mundial), em investir na exploração de petróleo na Ásia, África, Golfo Pérsico, Oriente Médio. Assim sendo, verificou-se um aumento de produção nas regiões denominadas NÃO OPEP.

A estratégia chinesa foi a de procurar parceiros diversos e participação nos estoques mundiais, o que reduziu sua vulnerabilidade em relação aos ataques especulativos do mercado financeiro e ao abastecimento de petróleo futuro. Em outras palavras, é uma forma de aquisição de petróleo que não seja por intermédio do mercado, fugindo do comportamento oportunista dos agentes.

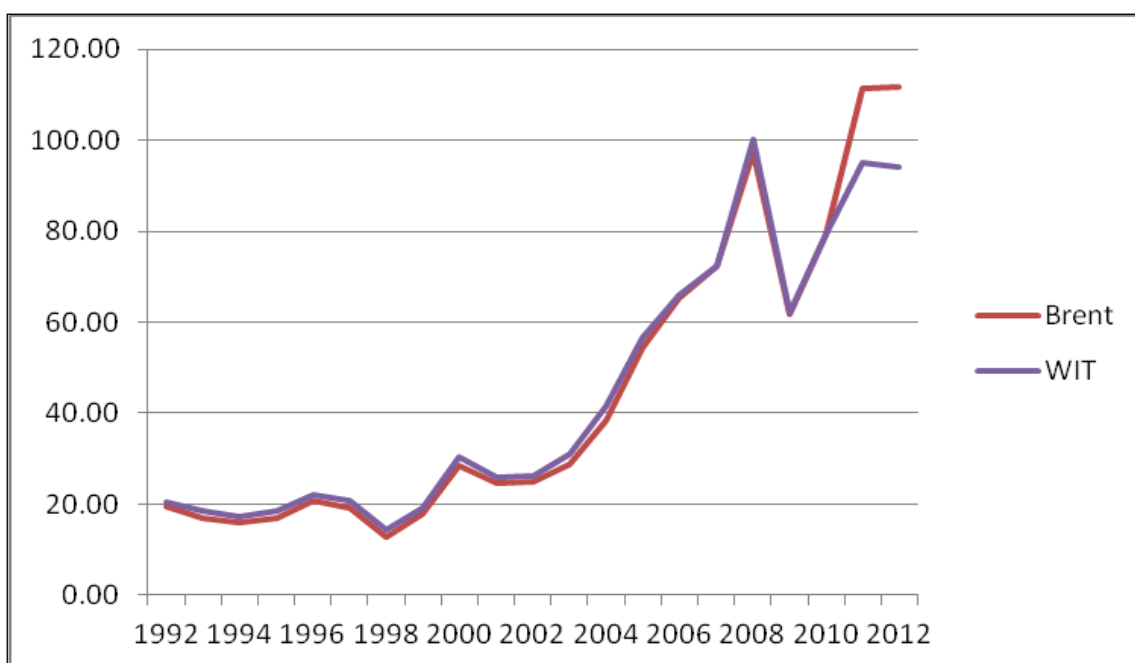


Figura 17 - Evolução dos Preços Médios Anuais no Mercado *Spot* - 1992-2012(US\$/barril)

Fonte: BP,2013

As empresas petroleiras chinesas, todas estatais, entraram em concorrência direta com as *majors* norte-americanas e financiaram obras de seus parceiros africanos e asiáticos, tendo como reembolso o fornecimento de petróleo. Os Chineses praticaram uma espécie de escambo com seus parceiros africanos e asiáticos para restringirem o uso de contratos em moeda estrangeira (dólar americano), evitando oscilações cambiais e de preços (MATA e IZERROUGENE, 2009).

Em 2009, os preços do petróleo WIT e Brent apresentavam movimentos convergentes (US\$ 40,00/barril), com tendência de alta até final de 2011, quando atingiram cotação muito próximas e em torno de US\$ 90,00/barril. A partir de então, estas duas cotações começaram a se descolar (US\$ 90,00/barril WIT contra US\$ 120,00/barril Brent) por causa da tendência de queda da cotação do petróleo WIT. Este efeito pode ser atribuído ao aumento dos fluxos de petróleo cru do Canadá e do campo de Bakken em Dakota do Norte, em direção a Cushing, cidade situada em Oklahoma e que é o ponto de entrega do petróleo WIT para o escoamento até o Golfo do México. O maior fluxo de petróleo nessa região causou um aumento da oferta que, diante da incapacidade de escoamento pelos oleodutos da região, fez com que os estoques de WIT se acumulassem, causando reflexo direto sobre a formação de preços.

Além da maior oferta de WIT, o preço do Brent também, ao mesmo tempo, sofreu o efeito da interrupção da produção dos campos do Mar do Norte, da Líbia (guerra civil), Nigéria (vazamentos e incêndios) e o elevado crescimento da demanda chinesa. Assim, em 2012, a cotação do Petróleo Brent aumentou 20%, chegando a US\$ 128,17/barril, enquanto que a cotação do WIT atingiu em média os US\$ 110,00/barril (ANP, 2013).

O elevado patamar do preço internacional do petróleo, no período 2001 a 2012, é explicado por fatores conjunturais e estruturais ligados aos lados real (físicos: consumo de energia, produção, estoques, capacidade ociosa, aumento dos custos e riscos geopolíticos) e monetário (demanda especulativa nos mercados futuros, taxa de câmbio, mercado de capitais).

Até a crise financeira internacional em 2008, os preços foram, sobretudo, influenciados, principalmente pelo crescimento acentuado da demanda mundial de derivados, impulsionado, sobretudo, pelos países em desenvolvimento, pelas limitadas condições de oferta, pela redução da capacidade ociosa, pelos conflitos geopolíticos em alguns países produtores.

Entretanto, após a crise, os fatores anteriormente destacados não são suficientes para explicar as oscilações e o aumento da volatilidade dos preços do petróleo a partir de 2010.

Esse período é marcado por um acentuado descolamento do crescimento das demandas dos mercados físico e futuro. Isso se explica pelo fato de que os investimentos em commodities podem, além de oferecer uma alternativa mais segura em relação às demais modalidades do mercado, se tornar um hedge contra inflação e a depreciação cambial.

Verifica-se, então, que os fundamentos de oferta e demanda no mercado de petróleo influenciaram os preços no médio e de longo prazo. Já os investidores financeiros exerceram influência no curto prazo, diante da incerteza de momentos de crise ou de grande liquidez promovida pelo comércio.

3.4 Notas Metodológicas

Segundo a perspectiva clássica, que enfatizou as diferenças entre o comércio nacional e o comércio entre nações (internacional), Ricardo (1996) atribuiu à existência de vantagens comparativas a diferentes produtividades do trabalho entre os países. O modelo HO, desenvolvido por Heckscher e Ohlin (1933), difere do modelo ricardiano por considerar que os países detem tecnologias equivalentes e disponibilidades (dotações) de fatores produtivos como terra, recursos naturais, mão de obra e capital distintas. As vantagens comparativas seriam segundo este modelo, oriundas das dotações dos fatores de produção, que influenciariam os custos de produção. Dessa forma, cada país deveria produzir e exportar os bens intensivos em seus fatores relativamente mais abundantes e importar produtos intensivos em fatores relativamente mais escassos.

Este modelo foi de grande importância para explicar o comércio internacional e continua relevante para algumas indústrias intensivas em recursos naturais, tecnologia comum e mão de obra pouco qualificada. Por isso justifica, muitas vezes, a utilização de políticas públicas intervencionistas para alterar ou fomentar as vantagens comparativas dos fatores. Mas, para as indústrias que utilizam tecnologia muito sofisticada e emprego especializado, o modelo HO mostra limitações ao tentar explicar os padrões de comércio. Os principais motivos são as características do comércio e a falta de realismo

dos pressupostos desse modelo: i) inexistência de economias de escala, ii) homogeneidade das tecnologias empregadas e iii) produtos homogêneos.

Como discutido no capítulo anterior a indústria petrolífera mundial depende da dotação de fatores e pode apresentar vantagens comparativas que lhe proporcionem rendas ricardianas. Ao mesmo tempo, percebe-se que o progresso técnico é decisivo na estratégia das empresas do setor e também pode influenciar a competitividade. Os fluxos comerciais de petróleo cru (*commodity*) apontam para trocas interindustriais e intraindustriais (Tabela 2). Dessa forma, a competitividade dessa indústria não pode ser avaliada somente pelas dotações de fatores, é preciso considerar, acima de tudo, as características estruturais e econômicas dessa atividade.

Tabela 2 - Importações e Exportações Mundiais de Petróleo Cru e Derivados - 2010 - milhões de barris diários

	Petróleo Cru Importação	Derivados Importação	Petróleo Cru Exportação	Derivados Exportação
EUA	9159	2530	28	2126
Canadá	580	266	1990	609
México	7	629	1362	177
América do Sul e Central	419	1186	2635	933
Europa	9341	2753	387	1501
Ex União Soviética	1	101	6386	2158
Oriente Médio	226	212	16642	2241
Norte da África	247	250	2260	610
África Ocidental	1	144	4443	159
Leste e Sul da África	101	152	326	9
Austrália	583	295	325	160
China	4710	1253	41	615
Índia	3254	344	0,0	1196
Japão	3711	856	6,4	295
Singapura	800	2092	42	1376
Outros países da Ásia-Pacífico	4528	2753	796	1676
Total do mundo	37670	15840	37670	15840

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 2011

Para testar a hipótese de que a busca pela competitividade na IMP alterou os fluxos comerciais de petróleo cru e de IDE, e que estes não se referenciam apenas pelas teorias convencionais do comércio exterior, este trabalho recorrerá a elementos teóricos da teoria convencional e da moderna teoria do comércio internacional.

Para a análise da competitividade *ex-post*, foram construídos os seguintes indicadores:

Em primeiro lugar, utilizar-se-á o indicador de *Market Share* Setorial (MS), que é dado por:

$$MS = \frac{X_{ik}}{X_k} \quad (1)$$

Onde:

X_{ik} são as exportações do grupo setorial k pelo país i;

X_k são as exportações mundiais do grupo setorial k.

O índice de MS constitui um indicador de desempenho ou competitividade internacional das exportações de um país *i*. Como este indicador é expresso em percentual, os valores variam entre zero e 100. Quanto mais alto o resultado, maior será a intensidade de participação do país como exportador no comércio internacional do produto selecionado.

Em segundo lugar, será calculado e analisado o indicador de Vantagem Comparativa Revelada (VCR), descrito como se segue:

$$VCR = \frac{(X_{ik} / X_i)}{(X_k / X)} \quad (2)$$

Onde:

X_{ik} são as exportações do produto k pelo país i;

X_k são as exportações mundiais do produto k;

X_i são as exportações totais do país i;

X são as exportações mundiais totais.

A Vantagem Comparativa Revelada, (VCR), inicialmente proposta por Balassa (1965 e 1977), é um dos métodos mais utilizado para determinar a vantagem comparativa a partir de dados observados de comércio. De acordo com este indicador, o desempenho relativo das exportações de dado país em determinado setor reflete suas

vantagens comparativas “reveladas” neste setor. Além disso, este indicador serve para avaliar os padrões de comércio de uma economia.

A versão mais atualizada do índice de VCR foi apresentada por Balassa (1989) é um indicador desenvolvido sobre o conceito de *Market Share*, e, de acordo com Dalum; Laursen; Villumssen (1996) e Hidalgo e Mota (2003), este indicador revela que um país i possui uma vantagem comparativa com um produto do k em relação à economia mundial, quando o índice de VCR encontra-se acima da unidade. No entanto isso só ocorrerá se o país i possuir uma parcela do mercado de exportação do produto k superior à sua participação no mercado mundial de todos os produtos; ou ainda, se a participação do produto k nas exportações totais de todos os produtos do país i for superior à mesma participação referente à economia mundial.

Se o índice de VCR for menor que a unidade, o produto k mostra desvantagem comparativa revelada e, por fim, quando este índice for igual a unidade, o país i não refletirá vantagem nem desvantagem na produção do produto k ; nesse caso, a produção local somente supre as necessidades internas de consumo e, então, não existe excedente a ser exportado.

Segundo Holland e Xavier (2003), “O VCR representa uma variável de resultado, constituindo numa tentativa de captar no âmbito do mercado os efeitos finais do comércio internacional, sem que exista interação compulsória alguma entre oferta de fatores e tais efeitos”.

Vicente (2005) considera que o indicador de Vantagem Comparativa Revelada (VCR) é um dos indicadores mais difundidos nas análises de competitividade, mesmo expondo três restrições: a primeira delas é que este índice refere-se a uma medida da estrutura relativa, que considera apenas as exportações do país i ; a segunda é a dificuldade de conciliação de agregação de produtos; e, por fim, a terceira, muito mais séria, seria a de que os resultados obtidos assumem valores entre 0 e ∞ , não respeitando a hipótese de normalidade do termo erro presente em toda análise de regressão. Além dessas desvantagens, observa-se, também, que medidas protecionistas adotadas como subsídios e restrições quantitativas podem interferir no valor do VCR e deturpar sua interpretação.

Em terceiro lugar, foi utilizado o Índice de Grubel e Lloyd (IGL), como forma de verificar os fluxos intraindustriais na indústria mundial de petróleo. O indicador é obtido da seguinte forma:

$$IGLi = \frac{(Xi + Mi) - |Xi - Mi|}{(Xi + Mi)} \quad 0 \leq IGLi \leq 1 \quad (3)$$

Onde:

Xi valor das exportações da indústria i

Mi valor das importações da indústria i

(Xi+Mi) é o comércio total da indústria i

(Xi+Mi) - |Xi-Mi| o comércio intraindústria

(Xi - Mi) comércio interindústria

Para obterem-se os índices de comércio intraindústria em nível de agregação maior que o nível de produto (geralmente, é calculado a nível de agregação de 3 dígitos), o indicador se configura da seguinte forma:

$$IGL = 1 - \frac{\sum_i^n |Xi - Mi|}{\sum_i^n (Xi + Mi)} \quad (4)$$

Proposto por Grubel e Lloyd (1975), este indicador reflete a relação entre o comércio intraindústria²⁴ e o comércio total da indústria *i*. Quando o resultado for igual a 0, quer dizer que todo o comércio é interindústria, como no modelo tradicional de Heckscher-Ohlin. Ao contrário, quando o indicador for igual a unidade, todo comércio será intraindústria, neste caso, o valor das exportações da indústria *i* seria igual aos valores das suas importações.

Várias são as causas ou explicações para o comércio intraindústria, Krugman (1979, 1980 e 2001) atribui a sua existência ao crescimento das economias de escala e às imperfeições do mercado. Outros autores, como Balassa (1986) e Bergstrand (1983), consideram, além das imperfeições de mercado e das economias de escala, as similaridades entre os países, como nível de renda, tarifas, desenvolvimento econômico e tamanho do mercado.

²⁴ Formalmente, estes autores consideram o comércio intraindústria como o valor das exportações de uma indústria *i*, que é compensado pelas importações da mesma indústria.

Segundo Gonçalves et al. (1998), o debate sobre as imperfeições de mercado, como a concorrência monopolista, é o campo mais relevante para a discussão do comércio internacional, uma vez que a maior parte do comércio mundial ocorre entre países que, mesmo se especializando na produção de diferentes produtos, adquirem estes mesmos produtos de outros países. Esse tipo de comércio se deve ao fato de os consumidores perceberem, em produtos similares, diferenças reais ou imaginárias relacionadas ao produto ou à marca.

Em outros estudos, como o de Greenaway e Milner (1983), o comércio intraindústria é atribuído tanto à diferenciação vertical dos produtos, que diz respeito à qualidade dos insumos, quanto à diferenciação horizontal, que está relacionada à variedade e ou modificações e aperfeiçoamentos dos produtos. O comércio intraindústria, baseado na diferenciação vertical, se relaciona à teoria das vantagens comparativas, por se tratar de variações de um para atender a finalidades diferentes, como é o caso dos diferentes tipos de petróleo.

Embora o comércio intraindústria seja mais comum em setores manufaturados e países industrializados, segundo Baumann (2004), a simultaneidade entre fluxos de comércio para produtos semelhantes e não manufaturados já é percebida desde o século XX.

Um dos principais argumentos favoráveis ao comércio intraindústria é o de que quanto maior for a complementação produtiva entre os países, menores serão as barreiras comerciais impostas às importações. A redução das barreiras comerciais permitiria aos países uma crescente especialização na produção de um menor número de bens, o que se refletiria em maiores ganhos de eficiência, produtividade e competitividade.

O conceito de comércio intraindústria consiste nas operações de exportações e importações simultâneas de produtos classificados dentro da indústria petrolífera, ou seja, uma troca de produtos industriais muito parecidos. Isso quer dizer que o país não limita sua capacidade de exportação a algum grupo de produtos específico. É um indicador que mostra o grau de verticalização industrial, pois quanto mais verticalizada e internacionalizada a indústria, mais intensas as trocas de produtos semelhantes pertencentes a esta indústria.

A escolha do grupo de países a serem analisados, partiu da avaliação dos maiores produtores, exportadores e importadores de petróleo do mundo. Dentre os maiores produtores, cabe destacar os países pertencentes a OPEP, que representa (61%)

da oferta de petróleo mundial, e a Rússia, a China e os EUA, que mostraram participação relevante na produção mundial de petróleo. Dessa forma, foi possível eleger um grupo de países considerados de grande importância para a indústria e para o mercado mundial de petróleo. São eles: Canadá, EUA, China, Índia, Rússia, Emirados Árabes, Kuwait, Irã, Iraque, Arábia Saudita, México, Venezuela, Noruega e Nigéria.

Para melhor caracterizar esse grupo de países, eles serão divididos em dois subgrupos: o primeiro contendo os países produtores/exportadores de petróleo, que são detentores de grandes reservas, produção e exportações consideráveis e demanda interna restrita. O segundo subgrupo refere-se aos países produtores/consumidores de petróleo, que, apesar de serem produtores, não geram excedentes para a exportação e ainda dependem de grandes volumes importações para o abastecimento de seus mercados internos.

Os dois subgrupos anteriormente definidos seriam então:

- i. Grupo de países produtores e exportadores: Canadá, Rússia, Emirados Árabes, Kuwait, Irã, Arábia Saudita, México, Venezuela, Noruega e Nigéria.
- ii. Grupo de países produtores e consumidores: EUA, China.

A fonte de dados utilizada para a construção dos indicadores propostos foi a classificação de comércio padrão internacional, SITC/UNCTAD (*Standard International Trade Classification*), preparada pela divisão de estatística das Nações Unidas, que permite a desagregação de diversos bens de uma economia a partir de um codificação internacional. Nesta tese, foram utilizados a revisão 3 e o nível de desagregação a três dígitos, para maior significância da análise.

3.4.1 Países Produtores e Exportadores de Petróleo.

✓ Canadá

O Canadá possui expressivas reservas de petróleo, gás natural e carvão. O país é um exportador de petróleo bruto cada vez mais importante no cenário mundial, suas exportações são destinadas quase que totalmente para os EUA e representam 20% do total importado por este país (IEA, 2010).

As reservas canadenses dividem-se em: convencionais (5,4 bilhões de barris) e não convencionais²⁵ (170,4 bilhões de barris). Desde 1999, a produção tem aumentado devido à substituição da produção dos campos convencionais maduros pela produção das novas áreas de areias betuminosa e *offshore*, que poderão chegar a 4 milhões de barris diários em 2015 (IEA 2009). Os Projetos com maiores custos para a extração de petróleo a partir das areias betuminosas do Canadá, foram os mais afetados após a crise econômica de 2008, com atrasos e cancelamentos.

A capacidade de refino de petróleo bruto total é de cerca de 2 milhões de barris diários divididos em três principais centros de refino: Edmonton (Alberta), Sarnia (Ontario) e Montreal (Québec). Ao longo das últimas três décadas, o número de refinarias instaladas no Canadá sofreu significativa redução, passando de 40, em 1970, para 18, em 2010, das quais, 16 fabricam toda a gama de produtos petrolíferos. Isso permitiu, a partir de 1990, um maior aproveitamento das instalações (taxas de utilização superiores a 90%, próximo ao ideal que seria de 95%) e estabilidade. As regiões Manitoba, Prince Edward Island e os Territórios não têm refinarias.

✓ Rússia

A Rússia, em 2011, foi o segundo maior produtor mundial de petróleo (9,8 milhões de barris diários de petróleo bruto), perdendo apenas para a Arábia Saudita. Suas reservas provadas de petróleo representam 60 bilhões de barris, localizadas, particularmente, na Sibéria Ocidental (entre os Montes Urais e a Sibéria Planalto Central) e na região Volga-Urais. Muitos destes campos de extração, entretanto, estão envelhecidos e já evidenciam taxas decrescentes de produção. No curto prazo, a Rússia tem preferido investir em projetos para a recuperação desses campos visando a compensar a parcela da produção perdida (EIA, 2012).

Em meio a isso, a região da Sibéria Oriental ainda pouco explorada (apenas 3% do total produzido), juntamente com o Ártico russo, o norte do Mar Cáspio, e a Ilha Sakhalin estão atraindo empresas como a ExxonMobil, Shell e BP, além de empresas locais movidas pelos incentivos fiscais para a exploração e exportação de petróleo. (EIA, 2012). A expansão da produção russa, no entanto, ainda depende da expansão da

²⁵ Areia betuminosa.

infraestrutura para o escoamento do petróleo e gás e do incremento da capacidade de refino.

Do total produzido em 2011 (quase 10 milhões de barris/dia), 3 milhões foram destinados ao mercado interno e quase 7 milhões de barris exportados (4,9 milhões de barris por dia de petróleo bruto e o restante em produtos). Os dutos destinados às exportações de petróleo da russas estão sob a jurisdição do monopólio oleoduto estatal Transneft, uma das 40 refinarias instaladas no país, que, juntas, são capazes de processar 5,4 milhões barris diários (EIA, 2012).

✓ Emirados Árabes Unidos

Os Emirados Árabes Unidos são uma federação composta por sete emirados: Abu Dhabi, Dubai, Sharjah, Ajman, Umm al-Quwain, Ras al-Khaimah e Fujairah, situados no Golfo Pérsico. São membro da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) desde 1967 e possuem a sétima maior reserva provada de petróleo bruto e gás natural no mundo (97,8 bilhões de barris). Aproximadamente, 94% dessas reservas estão localizadas em Abu Dhabi, as demais, nos outros seis emirados, com destaque para Dubai, que possui cerca de 4 bilhões de barris (EIA, 2012).

Nos Emirados Árabes Unidos, a maior preocupação é com a manutenção das taxas de extração dos campos maduros, já que a possibilidade de novas descobertas é muito pequena. Para tanto, estão sendo usados métodos de recuperação avançada do petróleo (MEOR) para estender a vida útil dos campos maduros. Os resultados são positivos e quase que dobraram as reservas provadas em Abu Dhabi.

Após declarar sua independência do Reino Unido, em 1971, o país tem buscado diversificar sua economia incentivando o turismo, o comércio (Zonas Francas) é um dos mais importantes centros financeiros do Oriente Médio, entretanto ainda são as atividades relacionadas ao petróleo as mais importantes para a economia local (80% receita total). É considerado um dos países mais ricos do mundo (o oitavo PIB per capita mundial em 2011 - \$ 48,158).

Os Emirados Árabes Unidos são um dos mais notáveis produtores de petróleo do mundo (2,7 milhão de barris por dia em 2011). A produção desses recursos é dominada pela Abu Dhabi National Oil Company estatal (ADNOC), em parceria com algumas grandes empresas petrolíferas internacionais, como a BP, Shell, Total, ExxonMobil, e Occidental Petróleo em concessões de longo prazo (mais de 20 anos). Cada um dos sete

emirados é responsável por regular a indústria de petróleo dentro de suas fronteiras, assim como a criação de um mix de acordos de partilha de produção e de prestação de serviços entre os sete Emirates (EIA, 2012).

Os Emirados Árabes Unidos contam com uma rede de gasodutos e oleodutos nacionais bem desenvolvida, que liga as plantas de processamento (cinco unidades de refino, com capacidade total de processamento de 620 mil barris de petróleo diários) aos terminais de exportação. Em 2012, entrou em operação o mais novo oleoduto de exportação (1,5 milhões a 1,8 de barris diários de capacidade), o Abu Dhabi Crude Oleoduto (ADCOP), que fica a 230 milhas de Habshan para Fujairah, e liga os campos do deserto ocidental dos Emirados Árabes Unidos com o Golfo de Omã, e de lá para os mercados globais. O ADCOP é uma alternativa estratégica para o Estreito de Ormuz²⁶.

Aproximadamente, 95% das exportações dos Emirados Árabes Unidos são enviadas para os mercados asiáticos, com a maior parte indo para o Japão, e são vendidos principalmente no mercado futuro (uma pequena parte é vendida em mercados *spot*). Atualmente, os Emirados Árabes Unidos têm seis terminais de exportação com a capacidade para tratar o óleo em bruto, mas apenas o terminal em Fujairah é livre de riscos associados ao Estreito de Hormuz (EIA, 2012).

O consumo interno de petróleo e produtos foi de 487 mil barris diários em 2011. Nos últimos 10 anos, a taxa média de crescimento do consumo foi de 4,3% anuais. Diante das expectativas positivas de crescimento econômico e dos subsídios que incentivam o consumo de gasolina, é pouco provável que as taxas de consumo se reduzam.

✓ Kuwait

O Kuwait é um membro da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) desde 2010, e possui 7% do total de reservas provadas mundiais (101.500 milhões de barris). Além das reservas pertencentes ao seu território, o país ainda detém reservas adicionais na Zona Neutra²⁷, onde divide com a Arábia Saudita reservas de 5

²⁶ Estreito por onde são escoados os recursos energéticos produzidos pelo Golfo Pérsico. Configura-se como um gargalo para a região por estar sob o domínio do Irã.

²⁷ A Zona Neutra Kuwait-Arábia Saudita é uma área de 6.2000 km² localizada entre as fronteiras da Arábia Saudita e Kuwait; foi criada em 1922 para resolver uma disputa territorial entre os dois países.

bilhões de barris, que, somadas às reservas de petróleo do Kuwait, chegam a 104 bilhões de barris.

A maior parte das reservas e da produção do Kuwait estão concentradas em alguns campos maduros descobertos nas décadas de 1930 e 1950. Dentre eles, o campo Greater Burgan, que compreende o Burgan, Magwa e reservatórios Ahmadi, compondo a parte dominante de ambas as reservas e produção de petróleo leve (API entre 28 ° e 36°). Os campos da parte sul do país incluem Umm Gudair, Minagish e Abduliyah. Umm Gudair e Minagish produzem petróleo bruto (API entre 22 ° e 34 °). A região norte do Kuwait e a Zona Neutra também são importantes regiões produtoras (EIA, 2012).

Em 2010, o Kuwait produziu, aproximadamente, 2,5 milhões de barris de petróleo por dia (2,3 milhões de barris diários de petróleo bruto e 200 mil barris diários de líquidos não brutos). Mais de 50% do total produzido veio do sudeste do país, em grande parte do campo de Burgan. Como membro da OPEP, a produção total do Kuwait é limitada pelas metas de produção estabelecidas pela organização, por isso, apresenta capacidade ociosa. Em 2011, a OPEP permitiu a expansão da produção de petróleo para compensar a perda de fontes líbias (EIA, 2012).

O governo do Kuwait detém e controla todo o desenvolvimento do setor de petróleo. O Conselho Supremo de Petróleo (SPC) supervisiona o setor de petróleo do Kuwait e define a política de petróleo. O SPC é chefiado pelo Primeiro-Ministro. O resto do conselho é composto por seis ministros e seis representantes do setor privado, os quais têm mandato de três anos, e são selecionados pelo emir (EIA, 2012).

O Kuwait é o quarto maior exportador de petróleo entre os membros da OPEP, suas exportações de petróleo cresceram cerca de 1,8 milhões de barris diários de uma única mistura de todos os seus tipos bruto (API 31,4°, densidade típica do petróleo do Oriente Médio), vendida especialmente por meio de contratos de longo prazo para a Ásia-Pacífico, EUA e Europa Ocidental e produtos refinados. As exportações de petróleo representam 50% do PIB, 95% do total das receitas de exportação, e 95% das receitas do país (EIA, 2012).

O consumo do Kuwait é de apenas uma pequena parte da sua produção total de petróleo (325 mil barris diários em 2010), o restante é exportado. Esse consumo interno, apesar de pequeno, mostra uma tendência de crescimento no período analisado, como consequência do aumento da demanda por eletricidade.

Quanto à capacidade de refino, o país conta com a capacidade de refino de 936 mil barris por dia. Esta capacidade de produção é derivada de três complexos de refinaria: Al-Ahmadi, Abdullah, e al-Shuaiba, localizados próximos à costa a 30 quilômetros ao sul da Cidade do Kuwait e são de propriedade e operadas pelo Kuwait National Petroleum Company (KNPC).

✓ Irã

O Irã está posicionado entre o Mar Cáspio e o Golfo Pérsico e foi classificado, em 2013, como a quarta maior fonte de reservas provadas de petróleo no mundo (154 bilhões de barris diários), o que equivale a 9% das reservas do mundo e pouco mais de 12% das reservas da OPEP.

O país possui tanto reservas *onshore* (em terra) quanto *offshore* (no mar). Mais de 80% das reservas em terra estão localizados na Bacia do sudoeste do Khuzestan, perto da fronteira com o Iraque. As reservas *offshores*, de cerca de 100 milhões de barris, estão situadas no Mar (EIA, 2013).

O Irã conta com 34 campos de exploração em funcionamento (22 *offshores* e 12 *onshore*), alguns são compartilhados com países vizinhos, como o Iraque, Kuwait, Arábia Saudita e Qatar. A produção iraniana, durante as décadas de 1960 e 1970, aumentou, chegando a cerca de 6 milhões de barris por dia. Já na década de 1980, quando o país enfrentou tensões políticas com a revolução²⁸ e uma guerra com o vizinho Iraque, caiu. Terminados os conflitos, a indústria petrolífera iraniana passou por um período de reconstrução, e a produção voltou a crescer (EIA, 2013).

Entretanto, a partir de 2012, a taxa relativamente alta de declínio natural dos campos *onshore* combinada à sua baixa capacidade de recuperação e às sanções²⁹ impostas pelos EUA e UE afetaram negativamente a capacidade de exploração, e a produção de petróleo iraniana voltou a desacelerar, caindo 17% em relação a 2011. Não

²⁸ Em 1979, a Revolução Iraniana (que derrubou o Xá Reza Pahlevi, maior aliado americano) sedimentou de vez os caminhos para o antiamericanismo na região.

²⁹ Diz respeito ao cerco comercial e financeiro que tem como objetivo pressionar o Irã a suspender seu programa nuclear, suspeito de produzir armamento. A ação conta com a proibição de todas as importações de petróleo iraniano, bem como a suspensão de seguros e resseguro por parte das seguradoras europeias a partir de julho de 2012. Com a falta de seguro adequado, as vendas do petróleo iraniano para todos os seus clientes foram impedidas. Em agosto e setembro de 2012, Japão, a Coreia do Sul, a Índia e a China começaram a emitir garantias soberanas para navios que transportassem petróleo bruto iraniano. Mesmo assim, as exportações iranianas não conseguiram chegar a níveis registrados no primeiro semestre de 2012. O Irã contra-ataca ameaçando fechar o estreito de Ormuz (ADGHIRNI, 2012).

só a produção como também as exportações de petróleo do Irã sofreram oscilações nas últimas décadas. O país que já foi o terceiro maior exportador de petróleo bruto mundial, viu suas exportações caírem para 1,5 milhão de barris/d em 2012, exportações essas, que representam cerca de 80% do total das receitas de exportação e mais da metade da receita total do país, o que mostra a vulnerabilidade da economia iraquiana em relação às flutuações do preço do petróleo (EIA, 2013).

Na região do Golfo Pérsico³⁰, estão situadas as cinco maiores reservas (com os mais baixos custos de extração³¹) e onde operam, desde as primeiras décadas do século XX, os grandes produtores de petróleo mundiais. A resistência em relação ao capital de exploração estrangeiro ocidental desencadeou as crises do petróleo, fomentou o movimento de criação da OPEP (Arábia Saudita, Irã, Iraque, Kuwait, Emirados Árabes e Catar) e o endurecimento dos governos regionais em relação ao domínio do petróleo.

Dos países pertencentes à região, os árabes mantêm boa relação com os EUA, o Iraque não mostra posição bem definida, enquanto que o Irã coloca-se em situação de oposição à política ocidental e é o principal responsável pela tensão política que abala todo o Golfo Pérsico. Isso porque o país ocupa uma posição geograficamente privilegiada e controla o Estreito de Ormuz, por onde é escoada a maior parte do petróleo exportado pela região (1/6 do petróleo produzido no mundo). Além disso, é um aliado do Turcomenistão, que pode se configurar em uma possível rota para a China.

✓ Arábia Saudita

A Arábia Saudita possui cerca de um quinto das reservas de petróleo mundiais, é o segundo maior produtor e o maior exportador de líquidos totais de petróleo do mundo, e mantém a maior empresa de petróleo em reservas e produção do mundo, a Saudi Aramco (estatal).

Mais da metade das suas reservas de petróleo estão contidas em apenas oito campos. O campo gigante Ghawar, o maior campo de petróleo do mundo, com reservas remanescentes estimadas de 70 bilhões de barris. De acordo com o Oil and Gas Journal,

³⁰ O golfo Pérsico (mar interior 233.000 quilômetros quadrados) está localizado no Oriente Médio, banhado pelo mar da Arábia entre a península Arábia e o Irã. Está ligado ao mar da Arábia a leste pelo Estreito de Ormuz e pelo Golfo de Omã. Os países banhados pelo golfo Pérsico são: Emirados Árabes Unidos, Arábia Saudita, Qatar, Bahrein, Kuwait, Iraque, e Irã.

³¹ O baixo custo de extração deve-se, principalmente, aos grandes campos *onshore* que ficam bem próximos ao mar, e à exploração *offshore* que apresenta uma lâmina d'água inferior a 100 m (em média 50m, contra 184m no Mar Cáspio).

a Arábia Saudita conta com cerca de 265 bilhões de barris de reservas provadas de petróleo, o que representa pouco menos de um quinto do total mundial de reservas comprovadas de petróleo convencional (EIA, 2013).

A Arábia Saudita produziu, em média, 11,6 milhões barris de petróleo por dia em 2012, dos quais, 600 mil barris por dia na Zona Neutra e a capacidade total de produção do país é de 12 milhões de barris diários, e se distribui por oito áreas no campo de Ghawar ³². As exportações sauditas, no mesmo período, foram de 7,5 milhões de barris de petróleo bruto por dia, destinadas para o extremo Oriente da Ásia (54%), Estados membros, EUA, Japão e Coreia do Sul. Em 2011, as exportações de petróleo representam 90% das exportações totais do país e 80% do PIB (EIA, 2013).

O país conta com três terminais de exportação de petróleo principais: o complexo Ras Tanura, no Golfo Pérsico (6 milhões de barris diários de capacidade) e é a maior instalação de carregamento de petróleo *offshore* do mundo. O terminal de Yanbu, no Mar Vermelho, a partir do qual o do petróleo é exportado, tem uma capacidade de carga de cerca de 4,5 milhões de barris diários capacidade, e o al-Ras Ju'aymah, no Golfo Pérsico, com uma capacidade de 3,6 milhões de barris por dia, além de outros doze terminais menores espalhados por todo o país (EIA, 2012).

Com relação à capacidade de refino, o país dispõe de sete refinarias nacionais, com um capacidade de processamento de cerca de 2,1 milhões de barris de petróleo diários, dois quais, Aramco responde por cerca de 1,1 milhões de barris diários. A Arábia Saudita possui várias refinarias integradas com grandes complexos petroquímicos.

A Arábia Saudita é o maior país consumidor de petróleo do Oriente Médio, este produto é destinado normalmente à geração de energia (13º consumidor mundial) e combustível. O crescimento do consumo doméstico tem sido impulsionado pelo bom desempenho da economia e pelos subsídios concedidos aos combustíveis (3 milhões de barris por dia 2012, o que significa quase o dobro do nível de 2000) (EIA, 2013).

³² Maior campo de petróleo do mundo, que conta com reservas remanescentes estimadas de 70 bilhões de barris.

✓ México

O México é um dos maiores produtores de petróleo NÃO OPEP do mundo e o terceiro maior produtor do ocidente. O país possui 10,2 bilhões de barris de reservas provadas de petróleo, em sua maioria, *offshore*, na parte sul do país, especialmente na Bacia de Campeche, e que produzem petróleo pesado. As reservas *onshore* situam-se ao norte do país. No entanto, desde 2004, a quantidade de óleo produzida no México tem diminuído de forma constante, devido ao declínio natural da produção de seus campos *offshore*.

Em 2011, o país produziu uma média de 2,55 milhões de barris de petróleo cru por dia. Grande parte (85%) exportada para os EUA, seu maior parceiro comercial, que é, também, de onde parte a maior parcela das suas importações de produtos petrolíferos refinados (680 mil barris diários) e gás natural (EIA, 2012). Os Estados Unidos vão continuar a atrair a maior parte das exportações mexicanas, que em 2011, ficaram em torno de 1,6 milhões barris diários, em vista da proximidade e porque a Costa do Golfo dos EUA possui refinarias sofisticadas, adequadas ao processamento do petróleo pesado Maya.

A maioria de suas exportações deixa o país, via petroleiro, de três terminais de exportação na costa do golfo, na parte sul do país: Cayo Arcas, Dos Bocas, e o terminal Pajaritos no porto de Coatzacoalcas. Há também um terminal de exportação na costa do Pacífico em Salina Cruz. A capacidade de refino do país divide-se em seis refinarias, todas operadas pela PEMEX, com uma capacidade total de refino de 1,54 milhões de barris por dia (EIA, 2013).

O petróleo representava, em 2010, 56% do consumo total de energia do México, seguido pelo gás natural (29%). A tendência é a substituição do petróleo pelo gás natural como matéria-prima na geração de energia, para tanto, o país precisa de importar volumes ainda maiores de gás.

✓ Venezuela

A Venezuela, membro fundador da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), é um dos maiores exportadores mundiais de petróleo e dispõe de 297,6 bilhões barris em reservas comprovadas, incluindo as reservas de petróleo extrapesado e os depósitos de betume no Orinoco Belt no centro Venezuela (BP, 2013).

O petróleo representa a maior parcela do consumo total de energia na Venezuela. Ao longo da última década, a participação do consumo de petróleo no total de energia do país aumentou de 36% para 47%, em grande parte porque o governo venezuelano subsidia os combustíveis líquidos.

O setor de petróleo é de importância central para a economia venezuelana, segundo a EIA, o país produziu cerca de 2,47 milhões de barris diários de petróleo em 2011. Deste total, o petróleo bruto representou 2,24 milhões barris diários. Muitos dos campos da Venezuela são muito maduros, exigindo investimentos pesados para manter a capacidade atual. Para os analistas da indústria, o país deve gastar US\$ 3 bilhões por ano apenas para manter a produção níveis de campos existentes, dadas as taxas de declínio de seus campos, que é de, pelo menos, 25 % anual (EIA, 2012).

Nos últimos anos, a Venezuela tem tentado diversificar o destino de suas exportações de petróleo bruto para o Caribe, a Ásia e a Europa. Em 2011, a China importou 230 mil barris diários de petróleo da Venezuela. A Venezuela fornece uma quantidade considerável de petróleo bruto e produtos refinados para seus vizinhos a preços abaixo do mercado e com condições de financiamento favoráveis. Além de um contrato de fornecimento em separado com Cuba (EIA, 2012).

A capacidade de refino venezuelana foi, em 2012, de 1,28 milhões barris diários. A grande parte das operações globais do segmento *downstream* da Venezuela está nos EUA, que recebe a maior parcela do petróleo explorado no país (EIA, 2013).

✓ Noruega

A Noruega exporta cerca de 90% de sua produção de petróleo bruto, sobretudo para os países pertencentes a OCDE, como Reino Unido (39%), Holanda (18%), França (8%) e Alemanha (7%).

O consumo doméstico de petróleo apresentou pequeno crescimento na última década, impulsionado, basicamente pelo setor dos transportes, responsável por 50% da demanda total de petróleo. Mais de 40% do consumo de derivados de petróleo são supridos pela produção interna, que conta com duas refinarias: a refinaria Mongstad que pertence a Statoil (79%) e a Shell (21%), e a refinaria Slagen no sul de Oslo que é de propriedade da Esso. Ambas refinam, além do petróleo norueguês, algumas matéria-primas importadas e vendem os derivados de petróleo para o mercado mundial. Cerca de 30% da produção dessas refinarias são consumidos internamente, enquanto

que o restante é exportado. O restante do consumo interno de derivados de petróleo é produzido nas refinarias estrangeiras.

Os derivados de petróleo, como a gasolina e o óleo diesel, são relativamente caros na Noruega (segundo preço mais alto particado entre os membros da OCDE). Os preços elevados refletem, em parte, o nível geral de preços norueguês, mas isso pode ser atribuído também aos impostos cobrados sobre os derivados de petróleo. A tributação sobre estes produtos, no entanto, apresenta alíquotas diferenciadas, sendo a do diesel é significativamente inferior à da gasolina, o que está provocando uma substituição da frota de veículos neste país.

✓ Nigéria

A Nigéria, membro da Organização dos países Exportadores de Petróleo (OPEP) desde 1971, possui as maiores reservas provadas de petróleo (37,2 bilhões de barris) e gás e a maior produção de petróleo da África.

A maioria das reservas estão situadas no Delta do Rio Níger, no Golfo do Benim, no Golfo da Guiné e na Baía de Bonny. A maior parte da exploração atual é *offshore* profunda e ultraprofundas. Em 2011, foram perfurados apenas três poços exploratórios, em comparação aos mais de 20 do ano de 2005. A queda tão significativa nas atividade do *upstream* é reflexo de problemas como roubo de petróleo, sabotagem de oleodutos e pirataria no Golfo da Guiné e incertezas relacionadas aos investimentos de longo prazo.

O pico da produção de petróleo nigeriana foi em 2005, quando 2.630 milhões de barris diários foram produzidos, desde então, a quantidade produzida de petróleo começou a declinar, à medida em que a violência dos grupos militantes³³, os roubos³⁴ e as tensões étnicas, religiosas e políticas e os danos ambientais se intensificaram na região do Delta Níger. Muitas empresas foram obrigadas a suspender suas atividades, e, como resultado, a produção de petróleo caiu mais de 25% em 2009.

³³ Os grupos locais que buscam uma parte da riqueza do petróleo, muitas vezes, atacam as instalações e o pessoal, forçando as empresas a interromper suas atividades. A distribuição das receitas do petróleo tem sido uma questão muito polêmica no país devido à falta de transparência e à má gestão das receitas do petróleo.

³⁴ O roubo de óleo conhecido como "o reabastecimento" danifica os oleodutos e causa, além da interrupção da produção, danos ambientais. Os derramamentos de óleo têm prejudicado o ar, solo e água, levando a perdas nas terras aráveis e diminuindo estoques pesqueiros.

No final de 2009, a anistia foi declarada, e os militantes chegaram a um acordo com o governo, reduzindo os ataques às instalações petrolíferas. Nesse mesmo período, novos campos *offshore* (águas profundas) iniciaram suas atividades de extração, desde então, a produção foi, em parte, reestabelecida, chegando a 2 milhões de barris diários em 2012, nível baixo, se comparado à capacidade instalada que é de 3 milhões de barris diários.

A indústria do petróleo está localizada particularmente no Delta do Níger, onde tem sido uma fonte de conflito. Em 1977, a Nigéria criou a Nigerian National Petroleum Company (NNPC), cuja função principal era a de supervisionar o setor de petróleo nigeriano, além disso, desenvolveria atividades tanto no *upstream* quanto *downstream*. Em 1988, a NNPC foi dividida em 12 filiais, a fim de melhor gerenciar indústria petrolífera do país. A maioria dos projetos com participação de empresas estrangeiras são gerenciados por meio de joint ventures³⁵ com a NNPC.

A Shell Petroleum Development Company of Nigeria Limited (SPDC) é a maior empresa de petróleo e gás na Nigéria e é uma joint venture entre NNPC (55%), Shell (30%), Elf Petroleum Nigeria Limited, subsidiária da Total (10%), e AGIP (5%). As operações da SPDC incluem uma rede de gasodutos, nove plantas de extração de gás e dois terminais de exportação. Além da SPDC, a Shell opera ainda a Nigeria Exploration and Company Produção Limitada (SNEPCo).

O país tem quatro refinarias (Port Harcourt I e II, Warri e Kaduna), com uma capacidade para processar de cerca de 445 mil barris diários. Em consequência da falta de manutenção, roubos, sabotagem e incêndios, nenhuma dessas refinarias nunca chegou a funcionar a plena capacidade. Em 2009 e 2010, a capacidade foi reduzida a apenas 22% e o país teve que importar cerca de 85% do combustível necessário para abastecer o mercado doméstico (EIA, 2012).

O petróleo produzido na Nigéria é o petróleo doce (API 29 a 47 graus e teor de enxofre entre 0,05 e 0,3 %), a melhor matéria-prima para a gasolina, e por isso, muito valorizado no mercado internacional. A Nigéria é quarto maior fornecedor de petróleo para os Estados Unidos, nos últimos nove anos, os EUA tem importado entre 9 a 11 % do petróleo bruto nigeriano. Em 2011, parte do petróleo importado foi substituído pela produção doméstica americana e esse percentual caiu para 5%. Além dos EUA, os

³⁵ ExxonMobil, Chevron, Total, Eni, Addax Petroleum (recentemente adquirida pela Sinopec da China), Conoco Phillips, Petrobrás, Statoil Hydro, Shell, entre outras.

outros destinos das exportações de petróleo nigerianas incluem a Europa (28%), a Índia (12%), o Brasil (8%), o Canadá (5 %) e a África do Sul (3%) (EIA, 2012).

O consumo nigeriano é, de aproximadamente, 286 mil barris de petróleo dia, e a economia da Nigéria é fortemente dependente de seu setor de hidrocarbonetos, que representaram mais de 95 % das receitas de exportação e mais de 75% das receitas do governo em 2011. Esta dependência, a redução da pobreza (2/3 da população vive com menos de US\$1 dólar por dia) e da taxa de desemprego (23,9%) e o estado de degradação da infraestrutura são os maiores desafios para o governo nigeriano (EIA, 2012; FMI, 2012).

Para melhor visualização, a Tabela 3 mostra, de forma resumida, os dados sobre o petróleo cada um dos países do grupo de produtores e exportadores.

Tabela 3 - Reservas Provadas, Produção, Exportações Capacidade de Refino, Consumo de petróleo Países Produtores e Exportadores - 2012 - (%).

País	Reservas provadas de petróleo *	Produção de petróleo *	Exportações de petróleo **	Capacidade de refino *	Consumo de petróleo *	Membro OPEP
Canadá	10,40%	4,40%	15%	2,20%	2,50%	NÃO OPEP
Arábia Saudita	15,90%	13,30%	75%	2,30%	3,1	OPEP
E Árabes Unidos	5,90%	3,70%	33%	0,80%	0,8	OPEP
Irã	9,40%	4,20%	77%	2%	2,2	OPEP
Kuwait	6,10%	3,70%	57%	1%	0,5	OPEP
México	0,70%	3,50%	14%	1,70%	2,2	NÃO OPEP
Nigéria	2,20%	2,80%	72%	nd	nd	OPEP
Noruega	0,40%	2,10%	65%	0,30%	0,3	NÃO OPEP
Rússia	5,40%	12,80%	36%	6,20%	3,6	NÃO OPEP
Venezuela	17,80%	3,40%	93%	1,40%	0,9	OPEP

* participação no total mundial (%)

** participação nas exportações totais do país

Fonte: BP, 2013

3.4.2 Países Produtores e Importadores

✓ China

A China é o país mais populoso e uma das economias que mais cresce no mundo (em média, 9,2% anuais). O crescimento econômico Chinês tem impulsionado a

demanda total de energia, assim, de exportador de petróleo, o país passou a segundo maior importador líquido a partir dos anos 1990. O crescimento do consumo de petróleo da China foi responsável por metade do crescimento do consumo de petróleo do mundo em 2011 (EIA, 2012).

O país tem se esforçado para diversificar suas fontes de energia: hidrelétricas (6%), gás natural (4%), energia nuclear (1%), e outras energias renováveis (0,3%). O governo chinês estabeleceu uma meta para aumentar o consumo de energia combustível não-fóssil para 11,4% da matriz energética até 2015 (EIA, 2013).

A China detém 20,4 bilhões de barris de reservas provadas de petróleo, segundo dados de 2012. Os maiores campos de petróleo da China, que correspondem a 85% da sua capacidade de produção, estão localizados em terra, especialmente em campos maduros. A exaustão desses campos tem levando as empresas a focar no desenvolvimento de reservas, em grande parte, inexploradas nas províncias do interior do oeste, e campos *offshore* nos últimos anos (EIA, 2013).

As importações de petróleo bruto da China cresceram nos últimos anos, e atingiram um recorde de 6.000 mil barris diários em maio de 2012. O país importou cerca de 5,1 milhões de barris diários de petróleo bruto, em média, em 2011, principalmente do Oriente Médio (2,6 milhões de barris diários), embora os países africanos, em especial, Angola, tenham começado a participar mais das importações da chinesas nos últimos anos (EIA, 2013).

A diversificação das importações é parte da política de segurança de abastecimento energético da China. As NOCs do país estão investindo em várias regiões do mundo e estabelecendo contratos de longo prazo, ramificando-se. A estratégia prevê, também, a aquisição ou participações em refinarias estrangeiras para ter maior segurança nas negociação e como oportunidades de arbitragem.

Ainda com o intuito de contribuir para a diversificação das importações, a China tem procurado ativamente melhorar a integração da rede de gasodutos e estabelecer conexões internacionais de oleodutos com os países vizinhos. Além disso, o setor de refino vem passando por um processo de modernização nos últimos anos. Dezenas de pequenas refinarias foram fechadas como forma de estabelecer ganhos de escala e eficiência energética, as novas refinarias estão adequadas para o processamento da variedade óleos brutos importada (EIA, 2012).

✓ Estados Unidos

As reservas provadas de petróleo dos EUA, em 2010, foram as mais altas desde 1977, cresceram mais de 3,0 bilhões de barris. O aumento das reservas pode ser atribuído à intensificação dos programas de perfuração horizontal³⁶ iniciados nos anos 1990. As reservas provadas de petróleo bruto e condensado cresceram 13%, em cada um dos cinco maiores campos de exploração (Texas, no Golfo do México Federal *Offshore*, Alaska, Califórnia e Dakota do Norte) (EIA, 2012).

A produção de petróleo dos EUA (7,5 milhões de barris) aumentou 3,8% em 2011. Esse aumento se deve ao crescimento da exploração *onshore* em 48 estados, especialmente no Texas, Dakota do Norte e, que compensou os declínios da produção no Alasca e a intensificação da produção *offshore* em águas profundas no Golfo do México (EIA, 2012).

Mesmo sendo o terceiro maior produtor mundial de petróleo, mais de 50% do seu consumo doméstico norte-americano, o maior do mundo (18,8 milhões de barris diários), é suprido pelas importações, particularmente, do vizinho Canadá, seu maior fornecedor. Após a crise financeira de 2008, o país tem adotado um padrão mais consciente de consumo, essa tendência de queda foi, mais uma vez, confirmada em 2011, e representou 1,8% a menos de petróleo consumido (ANP, 2012).

Diante da grande necessidade de manter o abastecimento energético, os EUA se mantêm no primeiro lugar no ranking de capacidade mundial de refino (17,7 milhões de barris/dia, 19,1% do total mundial), seguidos da China (10,8 milhões de barris/dia, 11,6% do total), Rússia (5,7 milhões de barris/dia, 6,1% do total), Japão (4,3 milhões de barris/dia, 4,6% do total) e Índia (3,8 milhões de barris/dia, 4,1% do total). Juntos, esses cinco países responderam por 45,5% da capacidade mundial de refino (ANP, 2012).

3.5 Desempenho Competitivo de Países Seleccionados na Indústria de Petróleo

O desempenho dos países considerados de grande relevância para a indústria e o mercado mundial de petróleo será avaliado considerando as informações sobre a evolução da produção, das reservas provadas, do consumo e do preço apresentadas

³⁶ Perfuração cujas estruturas e posicionamento de equipamentos ficam próximos de 90° em relação à vertical.

anteriormente e os resultados dos indicadores de competitividade para os dois grupos de países, produtores e importadores e produtores e exportadores.

A competitividade pode ser entendida e avaliada sob duas óticas: como eficiência ou como desempenho. A segunda, utilizada neste trabalho, trata-se de uma valiação de desempenho comercial (exportações) *ex post*. Assim a competitividade estaria ligada à participação de um produto ou empresa em um determinado mercado (*market share*). Isso significa que o mercado, de alguma forma, sanciona as decisões estratégicas tomadas pelos agentes econômicos.

Além do *market share*, a evolução da vantagem comparativa revelada (VCR) permite avaliar a competitividade, uma vez que é expressa pela participação das exportações da indústria no comércio internacional total de determinada mercadoria. Além da competitividade, possibilita caracterizar, também, o padrão de especialização do comércio adotado por determinado país.

A Tabela 4 mostra a evolução dos indicadores de MS e VCR para o primeiro grupo de países produtores e importadores no período entre 1997 a 2011. É possível perceber a queda da participação das exportações de petróleo cru dos EUA entre 1997 e 2002, que refletiu na queda de 94,83% do *market share* e reduziu o indicador VCR à zero. Esse efeito está relacionado ao amadurecimento dos campos e a consequente redução na quantidade produzida combinada a um aumento da demanda. De 2003 a 2009 o MS dos EUA sobre de 0,03% para 0,25% e termina o período analisado em 21%, este aumento reflete principalmente a tendência de aumento da produção e das exportações. O indicador VCR mostra-se inferior à unidade, o que caracteriza uma desvantagem comparativa revelada na exportação de petróleo cru.

Tabela 4 - MS e VCR dos Países Produtores e Importadores – 1997 a 2011

PAÍSES PRODUTORES E IMPORTADORES				
Período	CHINA		EUA	
	MS	VCR	MS	VCR
1997	1,83%	0,26	0,58%	0,04
1998	1,17%	0,17	0,52%	0,04
1999	0,39%	nd	0,40%	0,01
2000	0,61%	0,08	0,14%	0,01
2001	0,46%	0,06	0,08%	0,01
2002	0,43%	0,05	0,03%	0,00
2003	0,45%	0,05	0,04%	0,00
2004	0,28%	0,03	0,07%	0,01
2005	0,43%	0,04	0,10%	0,01
2006	0,32%	0,03	0,10%	0,01
2007	0,30%	0,03	0,13%	0,01
2008	0,24%	0,02	0,18%	0,02
2009	0,29%	0,02	0,25%	0,03
2010	0,18%	0,01	0,21%	0,02
2011	0,24%	0,02	0,21%	0,02

* nd – Dado não disponível.

Fonte: Elaboração própria, a partir de UNCTAD (2011).

Quanto à China, verifica-se que o indicador MS mostra uma tendência decrescente (1,83%, em 1997, para 0,24% em 2011) ao longo do período, com exceção do ano de 2005. A mesma tendência é observada para o indicador VCR. Tal resultado está relacionado à incapacidade de geração de um excedente destinado ao mercado externo. A quantidade exportada de petróleo cru desse país reflete, apenas, movimentos de ajuste do comércio intraindustrial, que serão discutidos a diante. O desempenho dos fluxos comerciais reforça a dependência das importações.

Considerando o período entre 1997 e 2011, foi possível verificar que a evolução do indicador de MS para os países pertencentes ao segundo grupo produtores e exportadores mostrou certa estabilidade. Entretanto observou-se um expressivo crescimento do MS da Rússia (média de 10% anual) e da Nigéria (média 6,6% anual), que representaram, em 2011, 21,57% e 11,32% do total de exportações mundiais de petróleo cru, respectivamente. As maiores perdas em relação ao MS foram registradas pelo Irã, que caiu pela metade, e pela Noruega, que, em 1997 era responsável por 12,9% e passou, em 2011, a 7,39% das exportações mundiais de petróleo (Tabela 5).

Segundo relatório da IEA, o Irã enfrenta degradação contínua da sua capacidade de produção, devido às taxas de declínio naturais (8 a 13%) aliadas à baixa taxa de recuperação (20 a 30 %) de suas reservas. A dificuldade em realizar os investimentos necessários para reduzir este declínio, em consequência de uma série de sanções impostas pelos Eua e União Europeia ao setor petrolífero iraniano acelerou a queda da capacidade de produção de petróleo entre 2011 e de 2012.

As sanções e os problemas geopolíticos se configuram em problemas recentes no Irã, estes são responsáveis pelas oscilações da produção petrolífera deste país desde o final dos anos 1970. E acabam por agravar as condições naturais dos campos maduros de petróleo deste país, como já dito anteriormente, que impedem a retomada aos níveis de produção.

Tabela 5 - MS dos Países Produtores e Exportadores – 1997 a 2011

PAÍSES PRODUTORES E EXPORTADORES										
Período	Canadá	Rússia	E.Arabes Unidos	Kwait	Irã	Arábia Saudita	México	Venezuela	Noruega	Nigéria
1997	5,51%	9,90%	nd	4,65%	10,40%	nd	6,91%	8,14%	12,90%	7,07%
1998	4,56%	7,29%	nd	3,47%	7,88%	21,08%	4,93%	6,00%	9,31%	5,13%
1999	3,46%	6,85%	7,14%	2,77%	8,46%	18,78%	4,50%	5,48%	8,70%	8,11%
2000	3,72%	6,73%	6,27%	3,18%	7,06%	17,65%	4,24%	5,19%	8,35%	7,66%
2001	3,48%	7,91%	5,56%	3,21%	6,62%	17,04%	3,88%	4,94%	9,04%	5,94%
2002	3,77%	9,07%	4,71%	2,68%	6,30%	18,06%	4,30%	6,01%	8,46%	5,44%
2003	3,99%	10,08%	5,74%	3,14%	7,13%	19,29%	4,60%	5,53%	7,92%	6,34%
2004	4,14%	11,78%	6,11%	3,56%	7,33%	19,86%	4,55%	4,41%	7,91%	nd
2005	3,97%	12,75%	6,50%	nd	7,74%	21,98%	4,54%	5,30%	7,56%	nd
2006	3,87%	11,19%	6,25%	4,24%	5,81%	18,78%	4,02%	6,51%	5,90%	6,36%
2007	4,65%	13,61%	7,04%	4,60%	nd	21,44%	4,52%	nd	6,47%	5,97%
2008	5,05%	12,04%	6,39%	4,58%	nd	19,61%	3,44%	4,84%	5,31%	5,94%
2009	5,10%	12,69%	5,91%	4,02%	nd	19,29%	3,49%	4,86%	5,42%	5,73%
2010	5,57%	14,25%	7,22%	nd	5,15%	20,90%	3,96%	4,87%	5,27%	6,72%
2011	8,73%	21,57%	nd	nd	nd	nd	6,20%	7,65%	7,39%	11,32%

* nd – Dado não disponível.

Fonte: Elaboração própria, a partir de UNCTAD (2011).

Quanto à Nigéria, nos últimos anos, principalmente a partir de 2009, o governo nigeriano tem insistido na política de aumento dessa produção, contrariando o regime de quotas de produção estipulado pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo OPEP. Esta desarmonia entre a política da OPEP e a política do governo nigeriano

aumenta a atratividade dos investimentos externos, sobretudo os chineses, no setor petrolífero do país, o que se reflete em aumentos significativos na produção e nas exportações. O maior volume de petróleo cru exportado foi captado pelo aumento do indicador MS em 2010 (17,8% em relação a 2009) e 2011 (68,45% em relação a 2010) (Tabela 5).

O indicador MS para a Rússia apresentou queda de 1998 a 2000, e a partir de então voltou a aumentar em média 12,45% ao ano. Em 2011, este país foi considerado, segundo relatório IEA, o segundo maior produtor de líquidos totais de petróleo. A maior produção se refletiu, ao longo de todo o período analisado, em um aumento da quantidade exportada e de 48,04% do indicador MS (em relação a 2010). Os principais mercados consumidores do petróleo cru russo são a Europa (78%), Ásia (16%) e a América do Norte e do Sul (6%). A maior expressão da Rússia no mercado petrolífero desencadeou uma série de novos projetos no setor, destinados essencialmente à implementação de novas técnicas de recuperação dos campos maduros. Além dos investimentos em recuperação, em maior parte de origem russa, estão sendo também realizados novos investimentos em exploração e desenvolvimento, estes oriundos principalmente das empresas estrangeiras Shell, ExxonMobil, Shell e BP.

O resultado negativo do MS (queda média de 7,73% ao ano) da Noruega tem relação com a sua redução gradativa nos níveis de produção. Tal queda, deve-se ao amadurecimento da maioria dos seus 70 campos extração de petróleo. Assim sendo, a longo prazo, as novas descobertas serão um fator decisivo para a manutenção dos níveis de produção. Os EUA têm investido na região e, segundo relatório da IEA, o resultado já pôde ser observado em 2011 e 2012, quando 45 poços de exploração foram perfurados e 16 descobertas foram efetuadas desde então. Cerca de 90% do petróleo cru, e parte da gasolina e do diesel norueguês exportado destina-se à União Europeia, o restante é adquirido pelos EUA.

Os países do grupo produtores e exportadores, pertencentes a OPEP, com exceção da Nigéria, que, como mencionado anteriormente, está descumprindo o regime de cotas de produção, apresentam certa regularidade na produção e, conseqüentemente, nos níveis de exportação. A política de metas da organização da produção, estabelecida pela OPEP, tem como objetivo o controle da oferta e se reflete na evolução do indicador de MS para estes países.

As pequenas variações nas exportações desses países se devem a ajustes propostos pela própria OPEP, como no caso do Kuwait (um dos poucos membros da

OPEP com capacidade disponível de expansão da produção), a partir de 2011, quando teve sua cota elevada para compensar a perda de fontes líbias. Este país iniciou um plano de expansão (até 2020) englobando toda a cadeia produtiva do petróleo (tanto à montante como à jusante). Estão incluídos neste planos para melhorar a produção, a infraestrutura de exportação e sua frota de petroleiros, expandir a exploração, e construir instalações à jusante, tanto internamente como no exterior.

O Canadá apresentou pequena queda no indicador MS de 1997 a 2003 e de 2005 a 2006, em certa medida, esse declínio das exportações pode ser atribuído ao aumento do consumo interno de petróleo. Mas a partir de 2007 este indicador apresenta tendência de crescimento de em média 5,82% ao ano (Tabela 5). Em parte, isso reflete o aumento de 10% na produção.

Tabela 6 - VCR dos Países Produtores e Exportadores – 1997 a 2011

PAÍSES PRODUTORES E EXPORTADORES										
Período	Canadá	Rússia	E. Arabes Unidos	Kwait	Irã	Arábia Saudita	México	Venezuela	Noruega	Nigéria
1997	1,33	6,01	nd	17,18	29,42	nd	3,27	32,26	18,81	33,03
1998	1,10	5,23	nd	19,03	nd	27,49	2,18	21,86	12,89	38,78
1999	nd	nd	nd	nd	34,45	nd	nd	nd	nd	nd
2000	0,82	4,01	10,21	10,08	15,31	14,01	1,57	21,88	14,94	17,39
2001	0,79	4,71	10,11	11,80	16,45	14,89	1,46	17,86	16,30	19,55
2002	0,93	5,31	5,64	10,87	13,97	15,57	1,67	32,15	15,15	18,27
2003	1,07	5,48	6,21	11,08	15,35	15,04	2,03	48,08	14,46	19,14
2004	1,15	5,73	5,96	10,99	14,52	13,93	2,14	26,50	14,41	nd
2005	1,10	5,27	5,62	nd	12,86	12,13	2,11	24,17	13,59	nd
2006	1,16	4,33	5,11	8,83	10,71	10,35	1,87	24,81	10,70	12,51
2007	1,47	5,13	5,96	9,73	nd	12,11	2,21	nd	10,69	14,69
2008	1,70	3,95	4,67	8,04	nd	9,60	1,81	15,66	8,99	11,14
2009	1,94	5,03	4,04	9,27	nd	12,00	1,81	15,04	9,40	13,72
2010	2,07	5,12	5,24	nd	8,84	11,97	1,91	21,66	9,80	11,16
2011	3,13	7,30	nd	nd	nd	nd	2,87	34,02	13,15	14,57

* nd – Dado não disponível.

Fonte: Elaboração própria, a partir de UNCTAD (2011).

Com relação às Vantagens Comparativas Reveladas (VCR) apresentadas na Tabela 6, é possível perceber que todos os países do grupo apresentaram indicadores superiores à unidade, demonstrando que a participação do petróleo bruto nas exportações totais do país é superior à participação deste produto no total das

exportações da economia mundial. O que confirma, conjuntamente com a avaliação do indicador de MS, uma vantagem revelada na comercialização do petróleo bruto produzido. O destaque é o fato de que, em todos os países, a participação do petróleo na pauta de exportações é significativa, sendo a menor do Canadá (15%) e a maior da Venezuela (93%).

Alguns países do grupo produtores e exportadores como a Nigéria (média -4,66 ao ano), o Irã (média de -7% ao ano), os Emirados Árabes Unidos (média de -4,43% ao ano), Kuwait (média de -4,19% ao ano) e Arábia Saudita (média de -4,70% ao ano) apresentaram queda acentuada no indicador de vantagem comparativa revelada (VCR) (Tabela 6).

3.5.1 Fluxos Comerciais Intraindustriais em Países Seleccionados na Indústria de Petróleo

Os resultados mostraram que, no grupo de países produtores e exportadores, o índice de Grubel e Lloyd (IGL) ficou próximo de zero para a maioria dos países, o que quer dizer que as transações comerciais são intersetoriais. Somente no caso do Irã, Noruega, Rússia e do Canadá, o comércio configura-se intraindustrial (Tabela 7).

O Canadá mostrou um indicador IGL próximo da unidade, o que significa grande fluxo de comércio intraindustrial, isso se deve ao duplo mercado de petróleo deste país. O petróleo bruto produzido pelas regiões oeste e do mar Atlântico é exportado, enquanto as regiões leste e central dependem de petróleo bruto estrangeiro como matéria-prima para suas refinarias, que exportam significativa quantidade de produtos refinados para os EUA. O duplo mercado é explicado pela dificuldade logística dentro do território canadense, o que torna os custos de transporte internos maiores que os de importação. As refinarias canadenses localizadas em Quebec e nas Províncias do Atlântico importam quase a metade de seu petróleo. Esta dependência deve diminuir com o aumento da produção na costa leste do Canadá.

Tabela 7 - IGL dos Países Produtores e Exportadores – 1997 a 2011

PAÍSES PRODUTORES E EXPORTADORES										
Período	Canadá	Rússia	E. Árabes Unidos	Kuwait	Irã	Arábia Saudita	México	Venezuela	Noruega	Nigéria
1997	0,95	0,07	0,00	0,00	0,95	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00
1998	0,83	0,09	0,00	0,00	0,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1999	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00
2000	0,71	0,05	0,00	0,00	0,71	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
2001	0,90	0,04	0,00	0,00	0,90	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
2002	0,97	0,03	0,00	0,00	0,97	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
2003	0,99	0,03	0,00	0,00	0,99	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
2004	0,98	0,02	0,00	0,00	0,98	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
2005	0,89	0,01	0,00	0,00	0,89	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00
2006	0,90	0,01	0,00	0,00	0,90	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
2007	nd	0,01	0,00	0,00	nd	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00
2008	nd	0,01	0,00	0,00	nd	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00
2009	nd	0,01	0,00	0,00	nd	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00
2010	0,92	0,00	0,00	0,00	0,92	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00
2011	nd	0,00	0,00	0,00	nd	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00

* nd – Dado não disponível.

Fonte: Elaboração própria, a partir de UNCTAD (2011).

Na Noruega, segundo a EIA, cerca de 30% da produção de produtos são consumidos pelo mercado doméstico, enquanto que o restante é exportado, a importação de petróleo bruto refere-se a alguns tipos de matéria-prima não produzidas no país (petróleo menos denso). Essa movimentação pouco expressiva de petróleo bruto foi captada pelo indicador IGL, que variou entre 0,01 e 0,04 no período de 1997 a 2011. Situação semelhante ocorre na Rússia entre 1997 e 2009.

O Irã é um dos maiores exportadores mundiais de petróleo bruto pesado. A necessidade de importação de petróleo mais leve faz com que o país mantenha contratos de swap, em vigor desde 1997, com o Azerbaijão, o Cazaquistão e o Turcomenistão. Assim, o Irã recebe petróleo bruto em seu porto no mar Cáspio Neka, que é processado nas refinarias Teerã e Tabriz e, em troca, exporta a mesma quantidade de seu petróleo bruto através de seus portos do Golfo Pérsico. Os volumes dessas negociações chegaram a 100 mil barris diários em 2010, e, devido a divergências em relação aos termos contratuais, o volume tem se mantido abaixo de 40 mil barris dia. A troca de petróleo caracteriza mercado intraindustrial e explica o fato de o indicador IGL estar tão próximo de um (EIA, 2013).

Tabela 8 - IGL dos Países Produtores e Importadores – 1997 a 2011

PAÍSES PRODUTORES E IMPORTADORES		
Período	EUA	China
1997	0.03	0.67
1998	0.03	0.63
1999	nd	nd
2000	0.01	0.25
2001	0.01	0.21
2002	0.00	0.18
2003	0.00	0.15
2004	0.00	0.08
2005	0.01	0.11
2006	0.01	0.08
2007	0.01	0.06
2008	0.01	0.05
2009	0.02	0.05
2010	0.01	0.02
2011	0.01	0.02

* nd – Dado não disponível.

Fonte: Elaboração própria, a partir de UNCTAD (2011).

No o grupo dos países produtores e importadores, merece destaque o indicador IGL Chinês, que se mostrou, até os anos 2000, significativo para o comércio intraindustrial, e após este período, mostrou-se intersetorial. Isso é explicado pela estratégia de autossuficiência em produtos derivados de petróleo elaborada pela China nos últimos anos. Os investimentos no *downstream* em parceria (*joint ventures*) com as empresas nacionais de petróleo do Kuwait, da Arábia Saudita, da Rússia, do Qatar e da Venezuela, têm como objetivo a construção de uma indústria petroquímica integrada. A estratégia considera a diversificação das fontes de importação de petróleo bruto, e as refinarias tradicionais que processavam apenas petróleo leve e doce, já estão capacitadas para processar diversas variedades de óleo bruto (mais densos e mais ácidos).

A ampliação da capacidade de refino da China irá impactar a demanda mundial de energia, principalmente de petróleo, segundo a IEA, com reflexos tanto para os saldos de petróleo bruto como para os de produtos refinados globais.

Os resultados do indicador IGL mostram que o comércio intraindustrial de petróleo bruto refere-se a questões relacionadas à logística de transporte, como no caso do Canadá, de dotação de recursos naturais (diferenças de densidade e acidez do petróleo), como no Irã, na China e na Noruega. Esta troca de tipos diferentes de petróleo

é necessária por causa da estrutura de refino. Os novos investimentos procuram se adequar às novas técnicas que permitem refinar óleos mais densos. Sendo assim, futuramente, o progresso em relação ao refino, poderá, no caso do petróleo cru, reduzir o comércio intraindustrial. Mesmo em níveis baixos, o comércio intraindustrial de petróleo cru não será eliminado. Isso porque, a adequação da capacidade de refino nem sempre é viável, estando condicionado ao nível de preços internacionais do petróleo.

Esse capítulo mostrou que o fato de as relações comerciais da indústria petrolífera terem apontado para um comércio interindustrial não denota que esta indústria esteja relacionada à teoria tradicional do comércio internacional de Heckscher-Ohlin. Embora a dotação de fatores seja importante e, até mesmo, imprescindível para a indústria petrolífera, a determinação dos preços, das quantidades produzidas e dos investimentos está condicionada à presença de economias de escala, a estrutura oligopólica, a internacionalização, aos riscos e as incertezas.

4 FLUXOS DE INVESTIMENTO DIRETO EXTERNO NA INDÚSTRIA MUNDIAL DE PETRÓLEO NO PERÍODO RECENTE

O objetivo deste capítulo é avaliar os fluxos de investimento direto externo (IDE) para dois grupos de países selecionados: os países exportadores de petróleo e os países importadores de petróleo, no período compreendido entre 1997 e 2011. Para tanto, este capítulo será dividido em três partes: a primeira será destinada à evolução da teoria sobre os fluxos de investimento direto externo (IDE), a segunda pretende evidenciar a importância da relação entre esses fluxos e a dotação de recursos naturais e, finalmente, a terceira parte tratará da avaliação destes fluxos por meio de indicadores empíricos.

4.1 Uma Revisão sobre Investimento Direto Externo (IDE)

A partir de meados da década de 1940, após a segunda grande guerra mundial, o processo de industrialização, o comércio mundial e a divisão internacional do trabalho passaram a ser influenciados pela reorganização geográfica da produção, pelas mudanças tecnológicas e pela integração dos mercados. Os agentes responsáveis por tais mudanças foram as empresas multinacionais, por meio da internacionalização da produção (FRITSCH; FRANCO, 1989).

Na década de 1970, em meio ao debate em torno de empresas multinacionais no âmbito da integração econômica, surge a distinção entre as expressões multinacional e transnacional. A primeira diz respeito a empresas formadas por associações e parcerias entre firmas privadas e estatais de países em desenvolvimento com atuação regional. Já a expressão transnacional refere-se a empresas ou grupo econômico originárias de países desenvolvidos e com atuação global (GONÇALVES, 2002).

Ainda segundo Gonçalves (2002), a importância desses agentes é evidente num contexto de globalização, pois representam o *locus* de acumulação e de poder econômico, a partir do controle que exercem sobre ativos específicos, como: capital, tecnologia, capacidades gerenciais e mercadológicas. São elas que respondem pela totalidade dos fluxos de investimento direto externo (IDE) globais e pelos processos de

internacionalização da produção, centralização e concentração do capital e destruição criadora.

As empresas transnacionais são o resultado da interação entre empresa, território e sistema econômico. O acesso aos mercados internacionais e às redes de conhecimento e tecnologia faz parte das estratégias de expansão das empresas transacionais. Os fluxos de investimento direto externo (IDE) e os fluxos de comércio exterior são caminhos para esta inserção.

A economia mundial em processo de globalização se caracteriza pela liberalização do comércio e de regimes de investimentos. Diante disso, as empresas para permanecerem competitivas, necessitam cada vez mais de uma carteira de ativos ‘locacionais’ diversificada geograficamente. Tal diversificação se manifesta nas importações, na entrada de IDE, em formas não acionárias de participação (SAUVANT, 2005).

Segundo Carneiro (2007), a ampliação e diversificação dos ativos é uma característica do capitalismo contemporâneo. Assim, sugere a necessidade de diferenciar os tipos de investimento empresarial em duas formas predominantes, mas não excludentes: a produtiva (IDE) e a financeira (investimentos de portfólio ou de carteira). Ambas indiferentes do ponto de vista da rentabilidade, mas importantes para o posicionamento estratégico e o dinamismo econômico.

Os fluxos de IDE se referem a todo aporte de capital de origem estrangeira aplicado na estrutura produtiva doméstica de um país, tanto sob a forma de participação acionária em empresas já existentes, quanto na criação de novas empresas. Nesse tipo de investimento, os recursos entram no país, ficam por longo tempo e contribuem para o aumento da capacidade produtiva, ao contrário do investimento de portfólio. Segundo Gonçalves (1998), estes fluxos de IDE são determinados pela interação de um conjunto de especificidades locais com as características das empresas ou as formas de propriedade e não só pelos diferenciais de retorno gerados pela dotação de fatores entre os países, como defende a teoria tradicional.

Em resumo, é possível segmentar o investimento em duas formas distintas: uma exclusivamente em *greenfield*, cuja característica central é o aporte de nova capacidade produtiva e outra exclusivamente patrimonial e cujo objetivo é ampliar o valor dos ativos sem modificação da capacidade produtiva (fusões e aquisições). As estratégias variadas de expansão das empresas com distintas ênfases em ganhos de

eficiência, *market share* ou maximização do valor patrimonial, em geral, envolvem a combinação de ambas (CARNEIRO, 2007).

Assim, o IDE pode assumir a forma de participação no capital social de empresas residentes, que diz respeito aos recursos destinados a aquisições, subscrição e ao aumento de capital, ou de empréstimos intercompanhias, que são créditos concedidos pelas matrizes sediadas no exterior a suas subsidiárias ou filiais estabelecidas em outros países. Por implicar transferências de direitos patrimoniais sob uma dimensão intertemporal, pois os investimentos são seguidos pelos fluxos de produção, venda e lucros, com certo atraso, o IDE não acarreta liquidez imediata (pagamento à vista) ou diferida (crédito comercial).

Os primeiros estudos sobre os fluxos de investimento direto externo (IDE) estão ligados ao arcabouço clássico da teoria do comércio internacional dos séculos XVIII e XIX, o qual enfatiza a produtividade relativa do fator trabalho como determinante das vantagens comparativas e competitivas entre os países. Os principais representantes são Adam Smith (Teoria das Vantagens Absolutas), David Ricardo (Teoria das Vantagens Comparativas). Nestes estudos, o IDE é influenciado pelas restrições geradas pelos diferenciais na dotação de fatores como trabalho, recursos naturais e capacitação tecnológica.

Para a corrente neoclássica, mais precisamente para Ohlin (1933) (modelo de Heckscher-Ohlin) as diferenças entre as dotações relativas dos fatores (capital e trabalho) levam aos diferenciais de rentabilidade, riscos e custos, que explicam a existência dos fluxos de comércio e IDE sob concorrência perfeita. Tanto a Teoria Clássica, como a Neoclássica não conseguem explicar tais fluxos, quando considerada a crescente presença de comércio intraindustrial. Isso porque somente os fatores ligados à oferta não são mais capazes de explicar a dinâmica dos fluxos reais e monetários internacionais.

Na tentativa de explicar a dinâmica dos fluxos reais e monetários sob a presença do comércio intraindustrial, os fatores ligados à demanda, passam a ser incorporados à análise do comércio internacional. Vernon (1966) esclarece que as firmas substituem o processo de exportação pelo IDE, à medida que o ciclo de vida (introdução, crescimento, e maturação) dos seus produtos avança e começa a haver uma saturação do mercado doméstico. A primeira fase do ciclo de vida de um produto é marcada por fortes barreiras à entrada de novas firmas, desenvolvimento do mercado, altos custos em P&D. No momento em que a produção atinge a fase de crescimento, a

produção busca atender à demanda externa (exportações) e, assim, a tecnologia e o produto são difundidos, e dá-se início ao processo de padronização da produção. Na última fase, o processo de produção já está padronizado (produção em massa), a tecnologia estável, mais eficiente e menos flexível, as barreiras à entrada são transpostas e a produção se espalha por outros países em busca de redução de custos (em geral, países em desenvolvimento).

Hymer (1960) considera que o IDE é estrategicamente utilizado pelas empresas oligopolistas para reduzir a concorrência internacional e aumentar seu poder de mercado. À medida que se expandem, acabam por consolidar barreiras à entrada associadas à posse de ativos específicos (tecnologia, capacidade gerencial, patentes, *know-how*, entre outros) e ao acesso e controle dos fatores de produção. Os ganhos com esta estratégia seriam superiores aos custos e os riscos inerentes às desvantagens que as empresas enfrentam por se fixarem em um país estrangeiro. Estes custos se referem à dificuldade de adaptação e estão relacionados: à aquisição de informações, às diferenças culturais e linguísticas, às questões institucionais.

O trabalho de Caves (1971), assim como o de Hymer (1960) consideram que, diante da rivalidade entre as empresas oligopolistas, o IDE pode ser uma alternativa à exportação e ao licenciamento, desde que a diferenciação dos produtos esteja ligada ao conhecimento. Teece (1982) atribui aos fluxos de IDE a vantagem de, por meio da internalização (integração vertical ou horizontal) da produção, poder aumentar as economias de escala. A integração vertical seria preferível à horizontal diante das falhas de mercado, do oportunismo dos agentes, e das distorções de preço. Já a horizontal, por sua vez, será capaz de gerar novos conhecimentos e difundi-los incentivando a diversificação das atividades da firma.

Na tentativa de explicar a produção internacional de forma mais ampla e utilizando diversos ramos da teoria econômica, Dunning, nos anos 1970, desenvolveu o conceito de paradigma eclético. Segundo o qual, a firma opta pela internalização da produção quando dispõe de vantagens diferenciais em relação às demais firmas (vantagens de propriedade ou específicas), e possui algum interesse econômico em expandir a produção para mercados estrangeiros (vantagens de localização). As vantagens específicas ou de propriedade podem ser: propriedade tecnológica, economias de escala, diferenciação, dotações específicas (trabalho, capital, conhecimento organizacional) e o acesso aos mercados de fatores. As vantagens de localização, por sua vez, se referem aos diferenciais de preço, à qualidade, aos custos de transporte e

distribuição de insumos e aos fatores culturais. Ante as vantagens, a internalização proporcionaria: a redução dos custos de transação, a redução dos riscos e incertezas, o controle dos mercados de produtos e insumos e a criação de barreiras à concorrência.

Para Dunning (1988), os motivos pelos quais as firmas recorrem à internacionalização são: a busca e o controle por recursos naturais, a comercialização, o acesso a novos mercados e os ganhos de eficiência. A busca por recursos naturais e ou fatores de produção mais abundantes e baratos que no país de origem, como a mão-de-obra, permitem a redução de custos. A instalação de filiais pode representar o controle dos canais de distribuição e a garantia do processo de comercialização, além disso, as filiais são uma forma de conquistar novos mercados, o que contribui para aumentar ou consolidar o poder de monopólio. Essas razões condicionam a avaliação das vantagens locais da decisão de investimento (IDE), diante do acirramento da competição e das barreiras à entrada de novas firmas em mercados maduros.

Dunning (1988) propôs quatro motivos ou projetos diferentes para a realização do investimento estrangeiro (IDE):

- ✓ *market seeking projects*, que são projetos de investimento direcionados ao mercado interno dos países receptores, proporcionam efeito sobre a substituição de importações ou criação de comércio;

- ✓ *efficiency seeking projects* tem por objetivo melhorar a eficiência da empresa, são investimentos orientados à redução de custos de produção por meio de economias de escala e escopo;

- ✓ *resource seeking projects*, que tem como objetivo principal o acesso a matérias-primas, recursos naturais e mão-de-obra em condições mais vantajosas (como maior abundância ou custos menores);

- ✓ *strategic asset seeking projects*, neste tipo de projeto, os ativos estratégicos das empresas estrangeiras são obtidos por meio de fusões, aquisições e *joint ventures*, garantindo a atuação em mercados regionais ou globais, contribuindo para o aumento da competitividade.

Para Penrose (1956), o IDE é uma consequência do processo de crescimento da firma, uma vez que o crescimento da produção exige diversificação desta e pressupõe a expansão dos mercados. Desta forma, o próprio dinamismo (capacidade gerencial, conhecimento tecnológico) das grandes firmas as conduzem para a internacionalização de sua produção. Isso evidencia que, ao passo que os mercados domésticos passam por

processo de saturação, ocorre a busca por novas oportunidades de expansão fora do país de origem.

A moderna teoria do investimento externo direto reconhece os fluxos de IDE como parte do processo de internacionalização da produção, que pode ocorrer ainda por meio dos fluxos de comércio internacional e por relações contratuais. Entretanto o comércio (exportações) e os investimentos (IDE) permitem a internalização da produção, enquanto as relações contratuais funcionam como uma externalização da produção, uma vez que esta passa a ser realizada por empresas residentes.

As empresas, quando optam por internalizar a produção de um bem ou serviço, fazem-no por meio da internacionalização desse processo produtivo e tem como objetivos a recuperação de custos fixos associados às mudanças tecnológicas, a capturar de nova parcela do mercado e a participação do processo de abertura dos oligopólios nacionais. No entanto a entrada em um mercado externo incorre em custos de coordenação e monitoramento além dos custos de entrada e saída. Como forma de compensação destes custos adicionais, a empresa estrangeira procura vantagens específicas à propriedade, sobre as quais seja possível extrair algum tipo de quase renda e, assim, obter lucro extraordinário.

Diante de uma maior lucratividade, segundo Gonçalves (1998), o processo de internacionalização da produção é resultado das imperfeições do mercado, assim, a vantagem específica à propriedade, consiste na posse ou disponibilidade de capital, tecnologia, recursos gerenciais, organizacionais e mercadológicos, que conferem às empresas transnacionais³⁷ certo poder monopolístico. Os IDEs são realizados com a finalidade de lucros futuros, considerando risco e os fatores que exercem influência sobre as condições de custo e receita: restrições ao comércio, regulamentação do investimento, condição de demanda do mercado, custos da mão-de-obra e custos de transportes.

As firmas que internacionalizam sua produção por meio do IDE garantem o acesso aos fatores de produção nas economias receptoras e podem organizar internacionalmente sua produção. Assim sendo, tirar proveito de benefícios oriundos da divisão internacional do trabalho (intrafirma), já que, neste contexto, partes discretas da cadeia de valor (ou a produção de produtos completos) se localizam onde podem produzir melhor. Essas empresas têm a opção estratégica de adquirir uma “carteira de

³⁷ Empresa que domina significativo conjunto de vantagens específicas e que controla ativos produtivos em mais de um país.

ativos geograficamente diversificados”. Assim, o número de empresas transnacionais vem aumentando nas últimas três décadas (UNCTAD, 1995).

Nesse sentido, Krugman e Obstfeld (2001), ressaltam que o comércio não necessita ser o resultado de vantagens comparativas. Ao contrário, ele pode ser o resultado de rendimentos crescentes ou de economias de escala, visto que há uma tendência de redução de custos unitários à proporção que a produção aumenta, mesmo na ausência de diferenças entre recursos produtivos e tecnologia.

A busca de mercados e de matérias-primas foram as principais motivações do processo de transnacionalização tanto das empresas americanas, pioneiras, quanto das empresas europeias, seguidoras, no período pós-guerra. Na fase mais recente de globalização econômica, a busca por eficiência e ativos tangíveis e intangíveis ligados ao desenvolvimento tecnológico, mercadológico e gerencial da empresa se colocam com maior intensidade (GONÇALVES, 2002).

A teoria da organização industrial apresenta um novo paradigma para a abordagem dos determinantes do IDE. Enquanto que as teorias de capital de Tobin (1958) e Markowitz (1959) e de comércio internacional Corden (1974) e Hirsch (1976) intentavam avaliar os motivos pelos quais as empresas expandem sua produção para o exterior, a teoria da organização industrial buscou formular um quadro conceitual e teórico destinado a avaliar quais as condições para que as filiais se instalem, substituindo os fluxos de exportação, ou seja, o que explica a internacionalização da produção. O foco deixa de ser o diferencial de retorno e o estoque de capital para considerar mais como este estoque de capital está distribuído entre operações produtivas no país de origem e no país receptor do investimento.

Nas economias periféricas, o IDE, como investimento em nova capacidade produtiva (*greenfield*) ou destinado à fusões e aquisições de capacidade instalada já existente, tornam-se mais expressivos e importantes do que os investimentos financeiros. Isso se deve ao mercado de capitais menos desenvolvido e aos fatores setoriais e macroeconômicos. Em ambientes cuja volatilidade e grau de incerteza sejam altos, o IDE pode vir sob a forma de diversificação das atividades.

Nos segmentos intensivos em P&D e cujo crescimento da firma é baseado no poder de monopólio da tecnologia, predominam os investimentos *greenfield*. Já nos setores em que o ritmo do progresso técnico é mais lento e predomina o interesse pelas economias de escala e escopo, os investimentos diretos externos assumem, predominantemente, a forma de fusões e, aquisições e muitas vezes, são acompanhados

pelo processo de integração vertical. No entanto é importante ressaltar que as duas formas de IDE, como já mencionado, não são excludentes, e as aquisições e fusões podem vir acompanhadas de investimentos em nova capacidade produtiva (CARNEIRO, 2007).

Nas últimas duas décadas, o aumento da intensidade da concorrência em todos os setores, e, especialmente, aqueles orientados para a exportação, provocou reações estratégicas por parte das empresas transacionais. Os sistemas internacionais de produção surgiram como uma estratégia de coordenação das várias etapas do processo produtivo de forma hierárquica e integrada (com o comércio intraempresa associada) em diferentes lugares do mundo. O objetivo deste sistema é melhorar a eficiência e atingir maior vantagem competitiva, aproveitando as diferenças em custos, recursos, logística e mercados. Entretanto as estratégias e reações em defesa das vantagens competitivas variam de acordo com os diferentes estágios da cadeia de valor global.

Nos setores de maior intensidade tecnológica, a vantagem competitiva reside principalmente na capacidade e velocidade da inovação. No setor de média intensidade tecnológica (caracterizada por tecnologias maduras), as empresas tendem a se concentrar mais na eficiência por meio de economias de escala. No setor de baixa intensidade tecnológica (onde as barreiras à entrada são baixas), redução de custos e *marketing* são os pontos mais críticos. Assim, o núcleo competitivo gerador de vantagens (P&D e *design*, tecnologia e desenvolvimento) é mantido em seus países de origem. As etapas padronizadas e menos sofisticadas do processo produtivo ou logístico (organização de distribuição do produto) são terceirizadas e deslocadas para locais de baixo custo. Essa divisão da cadeia de valor global e a multiplicação das redes de fornecedores abriram novas oportunidades para a participação das economias em transição em sistemas de produção internacionais. Várias forças foram combinadas para conduzir este processo:

- ✓ a redução das barreiras internacionais aos fluxos de comércio e investimento permitiu a produção internacional corporativa ;
- ✓ a intensificação dos fluxos internacionais de bens, serviços e tecnologia, e a queda nos custos de cooperação e coordenação transfronteiriça;
- ✓ os avanços no transporte e na comunicação (internet) permitiram maior agilidade e padronização das atividades aduaneiras e portuárias.

Essas forças acentuaram a concorrência entre as empresas transnacionais líderes, o que contribuiu, em alguns setores, para a consolidação de oligopólios e, em outros, para uma difusão do poder de mercado. Diante disso, três elementos do direito internacional se destacam:

- ✓ a governança, ou a estrutura de controle, que determina a distribuição geográfica e funcional de atividades comerciais e garante a sua coordenação. Podem assumir a forma de ligações patrimoniais que fornecem supervisão gerencial direta, ou ligações não representativas de capital (franchising, licenciamento, subcontratação, contratos de *marketing*). Dadas as características e especificidades das atividades a serem realizadas no processo produtivo, as empresas podem optar pela integração (horizontal ou vertical) ou pela terceirização de uma maior gama de atividades. A terceirização reflete os esforços das empresas transnacionais para se concentrarem em suas "Competências essenciais", ou seja, aquelas atividades que refletem um maior poder de mercado ou que permitem retornos mais elevados. Diante das pressões competitivas, a tendência é que as empresas optem pela especialização em detrimento da internalização.

- ✓ a organização e a distribuição das atividades de produção em cadeia de valor global.

- ✓ a configuração geográfica é um esforço para aquisição de uma carteira de ativos locais que maximizem a competitividade da empresa. A produção tem sido internacionalmente dispersa ao longo de décadas, mas a integração para ganhos de escala é relativamente nova e a internacionalização de serviço de negócio e funções de apoio progrediu rapidamente nos últimos anos. Os custos de produção sempre são avaliadas em relação à eficácia e produtividade de um local. Este ponto é muitas vezes esquecido nas discussões sobre custos comparativos, mas é o principal foco da alocação geográfica das atividades da cadeia de valor das transnacionais. (UNCTAD, 2002).

Motivos *Asset Seeking* também estão levando as empresas transnacionais a explorarem habilidades e conhecimentos de uma forma sistemática e em escala global. Os avanços no tratamento da informação e telecomunicações, aumentaram a capacidade de coordenação dessas firmas sob grande distâncias. Entretanto, paradoxalmente, o efeito da localização das atividades pode levar à concentração de atividades afins como a formação de *clusters*. Processo que reflete o reconhecimento por um número de empresas dos benefícios da proximidade com fornecedores, concorrentes e prestadores de serviços num esforço intencional que leve aos *spillovers* e possibilitem a captura do

conhecimento tácito. A configuração geográfica internacional da produção também deve ou pode considerar os fatores culturais locais.

Os determinantes locais do investimento são importantes para que os governos, principalmente das economias em desenvolvimento, avaliem suas vantagens locais e orientem os fluxos de IDE. A disseminação dos sistemas internacionais de produção por meio de IDE ou formas de fornecedores não patrimoniais depende, não só das estratégias das empresas, mas também das políticas dos países de hospedeiros. A questão não é mais saber se o comércio leva a IDE ou IDE para o comércio ou se eles se complementam. A questão é: de que forma e por que as empresas acessam estes recursos? Quais os pontos fortes e fracos para atração dos IDEs?

A dinâmica do investimento direto externo (IDE), no período pós-guerra, foi a de expandir o investimento de natureza produtiva, sobretudo na indústria manufatureira, e sua distribuição espacial foi muito mais abrangente (VERNON, 1966). Na segunda metade da década de 1980, esteve ligada, sobretudo, aos processos de fusões e aquisições realizados, basicamente, no âmbito dos países da Tríade (Estados Unidos, União Europeia e Japão). Nesse período, a Ásia desponta como principal espaço de atração de investimentos ultrapassando, a América Latina, em termos de fluxos, e à emergência do setor de serviços, como principal setor de destino dos investimentos. Nos anos 1990, quando os setores de finanças, serviços pessoais, serviços de transportes, armazenagem e comunicações assumem a liderança na atração de investimentos (DA SILVA, 2006).

De modo geral, o acentuado crescimento dos fluxos globais de IDE, nos anos 1980 e 1990, e sua desaceleração nos períodos de recessão mundial (1981-1983, 1991-1993 e 2001-2003) evidenciam a natureza pró-cíclica do IDE, ainda mais quando se tem em conta o fato de os momentos de maior dinamismo desses fluxos terem sido coincidentes com os períodos de reestruturação industrial e patrimonial, num contexto de crescimento das principais economias industriais e de algumas economias em desenvolvimento (DA SILVA, 2006).

No período entre 2000 e 2003, houve uma desaceleração dos fluxos globais de IDE, resultado do lento crescimento global, notadamente das economias avançadas. Nesse triênio, ocorreu uma relativa desconcentração dos investimentos diretos em favor dos países em desenvolvimento, e as fusões e aquisições foram reduzidas tanto em termos de valor quanto de número. No entanto, se considerarmos as últimas décadas, é possível perceber o dinamismo dos fluxos de IDE, caracterizado, principalmente, por:

a) um crescimento das operações de fusões e aquisições, a expansão do investimento de portfólio e a formação de megacorporações; b) uma distribuição espacial concentradora; e c) uma preferência pelo setor de serviços (DA SILVA, 2006).

O Investimento Direto Externo (IDE) já se tornou mais importante que o comércio no aporte de bens e serviços nos mercados externos. O faturamento de subsidiárias estrangeiras tem se mostrado superior às exportações. Nas últimas três décadas os fluxos de IDE registraram taxas de crescimento superiores às apresentadas pelos fluxos comerciais, que, por sua vez, apresentaram taxas superiores às do PIB mundial. Além de integrar mercados, esses fluxos também integram internacionalmente atividades de produção por meio de sistemas corporativos, especializados e descentralizados estabelecidos por empresas transnacionais, o que, sob muitos aspectos, se faz importante para a produção mundial (SAUVANT, 2005; UNCTAD, 2005; HIRATUKA e SARTI, 2011).

Uma tendência recente tem sido um crescimento dos fluxos de saída de IDE por parte da maioria dos países em desenvolvimento, particularmente mediante processos de fusões e aquisições internacionais em setores intensivos em recursos naturais. Em alguns casos, existe um apoio governamental para estes projetos, no intuito de garantir o abastecimento energético. Segundo a UNCTAD, os investidores podem trabalhar em parceria com os governos do país receptor, instituições financeiras de desenvolvimento ou de outros investidores do setor privado para investir em infraestrutura, agricultura e desenvolvimento industrial, incluindo a acumulação de indústrias de crescimento verde.

Em 2008, mesmo diante dos primeiros reflexos da crise financeira internacional, o IDE se manteve elevado, o que se deve ao bom desempenho das economias em desenvolvimento. A maioria dessas economias implementou políticas de estímulo ao mercado interno, antes e durante a crise, o que contribuiu para a manutenção e até crescimento de suas atividades em 2008. O bom resultado desses países foi responsável pela atração do IDE, os investidores encontraram, nos países em desenvolvimento e em transição, uma oportunidade de negócios favorável, diante da recessão enfrentada pelos países desenvolvidos.

A característica assimétrica do IDE também é notada nos setores de destino. Em 2008, o setor que apresentou maior queda foi o de serviços (-54%), enquanto que, em 2009, a indústria demonstrou a maior redução (-77%) e o setor primário (43%). Com o aprofundamento da crise em 2009, o crescimento do PIB mundial marcou

recessão de 2%. O fluxo de IDE mundial reduziu-se ainda mais, chegando ao valor de US\$ 1,1 trilhão e, diferentemente de 2008, os países em desenvolvimento (-23%) também sentiram os reflexos da crise, embora em menor grau (- 41% IDE países desenvolvidos).

A produção internacional de empresas transnacionais (ETN) avançou em 2011, e as filiais estrangeiras de empresas transnacionais geraram 69 milhões de postos de trabalho. Entretanto as empresas transnacionais estão mantendo níveis muito elevados de capital que ainda não se traduziram investimento. O atual "excesso" de capital pode impulsionar um surto futuro do IDE. As economias em desenvolvimento mostraram-se, nesse mesmo período, destino preferido dos fluxos de IDE, dentre as mais procuradas, destacam-se as africanas, o que pode ser observado em termos de valor adicionado, geração de emprego e renda, receitas fiscais, volume das exportações e formação de capital (UNCTAD, 2012).

O estoque mundial de IDE aumentou 3% em 2011(20,4 trilhão de dólares), de forma generalizada, abrangendo economias desenvolvidas, em desenvolvimento e em transição. No entanto as razões para o referido aumento diferiam em todo o mundo. Entre os componentes e modos de entrada, a ascensão dos fluxos de IDE mostrou um padrão irregular. Houve uma recuperação do volume referente às operações de fusões e aquisições, mas a parcela destinada aos investimentos *greenfield*, que ainda representam a maior parcel do IDE, manteve-se estável.

Os fluxos de IDE para os países desenvolvidos aumentaram 21% em 2011, atingindo 748.000 milhões de dólares. Na Europa o aumento chegou a 19% ocasionado, em parte, pelas fusões e aquisições realizadas pelas empresas transnacionais estrangeiras. Os principais fatores que impulsionam esse processo incluem reestruturação corporativa, estabilização e racionalização das empresas operacionais, melhorias no uso do capital, redução de custos e aumento dos lucros reinvestidos.

No último trimestre de 2011 e nos primeiros cinco meses de 2012, as dificuldades com captação de recursos de terceiros (bancos comerciais) obrigaram as filiais estrangeiras a recorrer aos recursos intracompany de seus países para manter suas operações atuais. Diante disso, o valor do Índice Trimestral FDI global da UNCTAD recuou ligeiramente, entretanto a participação e os ganhos de empresas transnacionais continuaram fortes no exterior e garantiu reinvestimentos dos lucros que foram componentes importante do FDI neste período.

Os países em desenvolvimento continuaram a ser responsáveis por quase metade do IDE global em 2011. Os fluxos de IDE para a América Latina e o Caribe (excluindo os centros financeiros) aumentaram 27% neste período, impulsionados, essencialmente, por atividades intensivas em recursos naturais da América do Sul (UNCTAD, 2012).

Muitas empresas transnacionais, em economias em desenvolvimento ou em transição continuaram a investir em outros mercados emergentes. Por exemplo, 65% dos projetos de IDE por valor (*greenfield*, fusões e aquisições), dos países do BRIC (Brasil, Rússia, Índia e China), foram investidos em economias em desenvolvimento e economias em transição, em comparação com 59% no anterior à crise de 2008 (UNCTAD, 2012).

Entretanto os fluxos de IDE não se traduziram em uma expansão equivalente da capacidade produtiva em 2011. A maior parte dos fluxos foi empregada em aquisições transfronteiriças ou no aumento da quantidade de reservas de caixa retidas pelas filiais estrangeiras, em vez de investimento em novos ativos produtivos (*greenfield* ou capital gastos em filiais estrangeiras existentes). Esse tipo de investimento não traz os mesmos benefícios às economias hospedeiras que os projetos de investimento *greenfield*, em termos de criação de nova capacidade produtiva, emprego e renda, ao contrário, o seu efeito pode ser até mesmo negativo. A indústria extrativa foi alvo desses investimentos, principalmente nas economias em desenvolvimento ou em transição.

O investimento *greenfield* manteve-se estável, em termos de valor, a 904.000 milhões de dólares. O forte desempenho no primeiro trimestre deu-se pela queda em termos de valor, a partir do segundo trimestre de 2011, fortemente relacionada com crescentes preocupações sobre os rumos da economia global e eventos na Europa.

O padrão geográfico atual de IDE, em termos de países de origem e de acolhimento, é influenciado por vários fatores que não são adequadamente considerados pelos dados atuais sobre o IDE. Uma proporção significativa dos fluxos globais de IDE é indireta e sua distribuição está relacionada a fatores como: a) a estrutura de governança, quanto maior o grau de independência das filiais estrangeiras de empresas de país maior o IDE indireto; b) as diferenças nos padrões de tributação das empresas que levam à canalização de IDE por intermédio de filiais; c) os fatores culturais e d) os processos de privatizações.

4.2 Fatores Explicativos do IDE na Indústria Mundial de Petróleo

A avaliação da dinâmica global do processo de investimento na indústria petrolífera mundial envolve, inicialmente, entender, a partir das decisões estratégicas dessas grandes transnacionais ou multinacionais, os fatores determinantes do seu processo de investimento: distribuição, dotação e acesso aos recursos naturais; tecnologia; organização do mercado.

O mais importante desses fatores são os recursos naturais, a distribuição ou concentração das reservas petrolíferas possui relevância econômica e política. A concentração por região produtora e as questões de geopolítica associadas a esta disposição condicionam a dinâmica global de investimento (IOOTTY, 2008).

Embora o acesso e o controle dos recursos naturais sejam considerados, por muitos autores, uma razão para a internacionalização da produção e, dessa forma, um determinante para o IDE, poucos são os estudos ou investigações empíricas sobre o tema. Sobre a importância da dotação de recursos naturais para a atração de IDE na indústria de petróleo, destacam-se os trabalhos de Ledyeva (2009), Mohamed e Sidiropoulos (2010) que consideraram a dotação de reservas como uma condição necessária para a determinação do IDE em países ricos em petróleo e gás natural.

De acordo com estudo da UNCTAD (2011), a crescente procura por recursos naturais, sobretudo energéticos não renováveis, pode ser observada pelo desenvolvimento de empresas petrolíferas asiáticas na América Latina e no Caribe. A busca por novas reservas provocou a dispersão geográfica entre reservas (oferta) e mercados petrolíferos (demanda), acentuando e alterando os fluxos de investimento direto externo (IDE). Os setores intensivos em recursos naturais têm atraído os investidores para a América Latina e África, dentre eles, o segmento de petróleo é o que tem registrado maior taxa de crescimento 20% entre 1996 e 2005 (UNCTAD, 2012).

Os investimentos no setor petrolífero, segundo Penrose (1968) e Campos (2007), envolvem alto risco e longo tempo de maturação, reflexos das fortes assimetrias nos custos de produção, das fortes barreiras à entrada de novas firmas, da elevada tecnologia E&P. Assim, as atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo têm singularidades que as distinguem frontalmente de quaisquer outras atividades econômicas, tendo a decisão de investir nesta atividade uma estrutura decisória diferenciada e altamente complexa.

Nesse sentido, Penrose (1968) afirma que a indústria do petróleo não se pauta pela teoria convencional do comércio internacional, em função da presença de economias de escala. Entretanto essas empresas, como as de qualquer outro ramo de atividade, consideram a análise do retorno financeiro³⁸ das diversas oportunidades de investimento visando otimizar a alocação do seu capital.

Os investimentos em E&P se norteiam, portanto, na comparação entre os custos da atividade de desenvolvimento de infraestrutura local, mapeamento e desenvolvimento das jazidas de fronteira e nova produção, e as rendas diferenciais auferíveis da atividade petrolífera. A variável decisória primordial dos investimentos neste segmento da cadeia petrolífera são as tendências de curto e longo prazo do preço do petróleo, pois, ao subir o preço do petróleo, produtores que não teriam boa margem de lucro por barril produzido a preços mais baixos passariam a tê-la, e sua produção seria viabilizada; analogamente, preços baixos de petróleo podem ser menores que o custo marginal de extração do barril de produtores de maior custo, inviabilizando sua produção (IOOTTY, 2008).

O processo de investimento em E&P das companhias petrolíferas consideram as seguintes variáveis: o preço, as expectativas com relação à evolução temporal da demanda, a evolução tecnológica, principalmente, ligada à exploração, à manutenção da estabilidade da reprodução econômica das reservas, e as características ou particularidades dos países alvos dos investimentos (IOOTTY, 2008). Entretanto as decisões de investimento nesta indústria ainda dependem, sobretudo, de fatores relativos ao comportamento estratégico de cada um dos segmentos da sua cadeia produtiva.

4.3 Avaliação dos Fluxos de Investimento Direto Externo dos Países Importadores e Exportadores de Petróleo, no Período de 1997 a 2011.

Após a instabilidade de preços causada pelos choques do petróleo na década de 1970, os preços dessa matéria-prima começaram a diminuir em termos reais, a partir de 1985, quando houve um aumento de descobertas de jazidas em países não pertencentes à OPEP - México, Noruega, a então União Soviética e o Reino Unido. O enfraquecimento da OPEP no mercado e a tendência de preços deprimidos durante as

³⁸ Análise por fluxo de caixa esperado, valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e Payback descontado e análise de risco.

décadas de 1980 e 1990 ocasionaram a " Comoditização " dos metais e do petróleo, tratados, agora, como simples mercadorias. A menor atratividade da indústria extrativa de petróleo, nesse período, influenciou a tendência de privatizações, a desregulamentação do setor e o aumento da abertura ao IDE nas economias em desenvolvimento e em transição.

O padrão da distribuição do IDE setorial mostra que o setor primário, que não era um alvo significativo de investimentos no final da década de 1990, ganhou importância no início dos anos 2000. O declínio nos preços do petróleo foi revertido em 1999, como consequência da redução da oferta de petróleo prevista no acordo assinado em 1998 entre a OPEP e os produtores não OPEP (México, Noruega, Omã e da Federação Russa). A partir de 2003, as instabilidades geopolíticas na Ásia Ocidental e o descompasso entre as restrições na oferta e a forte demanda impulsionada pelos países em desenvolvimento, em particular a China, elevou ainda mais os preços do petróleo. A elevação dos preços fez com que os fluxos *greenfield* destinados à indústria extrativa, notadamente nas economias em desenvolvimento se intensificassem (UNCTAD, 2005; UNCTAD, 2006).

A partir desse momento, um maior fluxo de IDE foi percebido principalmente na África e na América Latina. Embora a presença das transnacionais, notadamente as asiáticas (Chinesa, Indiana, Coreana), russa, brasileira e do Kuwait, tenha sido importante e efetiva no processo de fusões e aquisições, durante os anos 2000, verificou-se um movimento de nacionalização em alguns países, como os africanos, o que mostra um controle maior dos Estados sobre a exploração dos recursos naturais.

A estratégia de expansão das transnacionais indianas e chinesas é decorrente da considerável demanda de energia causada pelo rápido crescimento econômico desses países na última década. O principal objetivo, então, seria a garantia do acesso aos recursos energéticos externos, dada a elevação de preço internacionais (UNCTAD, 2007). Por isso a competitividade e o forte movimento de busca por novas oportunidades de negócios tornaram-se um aspecto essencial da agenda estratégica das empresas operadoras de energia. O processo de diversificação e internacionalização das atividades empresariais no setor energético revelou-se um traço marcante nos anos 2000 (PINTO JR; IOOTTY, 2005).

Em 2005, o interesse em atividades intensivas em recursos naturais refletiu-se numa crescente proporção de saídas de capital (IDE *outward*, principalmente via fusões e aquisições) do Sul, Leste e Sudeste Ásia Oriental. Esse movimento de capital é

resultado da aquisição de ativos de petróleo pelas das companhias petrolíferas chinesas e indianas em países como Canadá, Equador, Nigéria, Arábia Saudita, Turquia e Emirados Árabes Unidos. A República Islâmica do Irã, em razão, principalmente, do aumento da incerteza geopolítica não atraiu IDE (UNCTAD, 2006).

O alto preço das *commodities* energéticas e mineiras e o crescimento das economias emergentes desencadeou, no período de 2005 a 2007 (Figura 18), uma corrida ao acesso a esses recursos naturais por meio do aumento dos *asset-seeking projects*, que garantem a participação das empresas estrangeiras nos mercados regionais e globais e asseguram o acesso a ativos estratégicos. Os investimentos na indústria de petróleo são, pela natureza da atividade, internacionais. Estes se diferem de acordo com estratégias das multinacionais petrolíferas que buscam por meio do IDE o acesso aos recursos naturais e a inserção no processo de refino e distribuição (MICHALET, 1984).

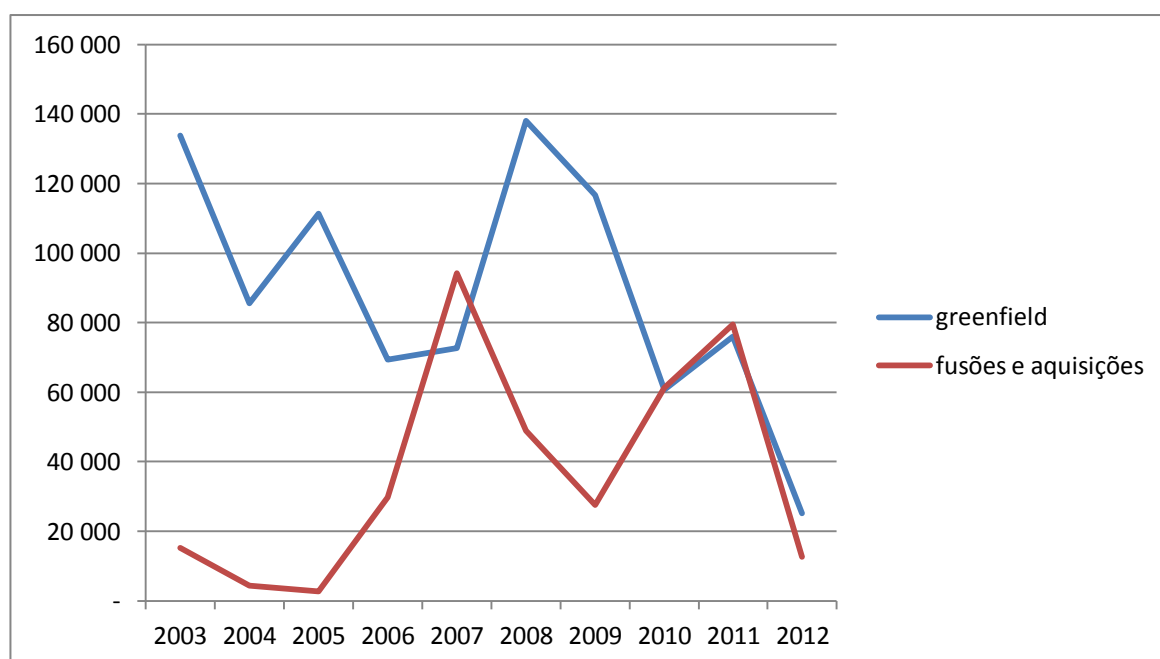


Figura 18 - IDE Destinado à Indústria Extrativa e de Petróleo 2003-2012 (milhões de dólares)

Fonte: UNCTAD, FDI on line, 2013.

O IDE chinês, nos países africanos (em especial Nigéria), atingiu o seu pico em 2008, com US\$ 72 bilhões, um valor cinco vezes maior do que o registrado em 2000. O crescimento do IDE, até 2008, foi impulsionado pela alta do preço do petróleo, que desencadeou uma grande expansão nos investimentos dirigidos aos países produtores de

petróleo. A partir de 2008, nota-se uma queda no fluxo de IDE, ocasionada pela crise financeira global.

A crise teve impactos diferentes sobre os fluxos de entrada de IDE (fusões e aquisições e projetos *greenfield*). Em grande medida, além da falta de financiamento, o declínio no valor de fusões e aquisições (quase US\$ 1 bilhão) foi atribuído, também, à queda dos preços das ações (18%). Já a queda nos projetos *greenfield* refletiu as expectativas pessimistas dos investidores e a escassez de recursos financeiros (UNCTAD, 2009). Os reflexos da crise sobre os investimentos também podem ser sentidos com a desaceleração do Índice de Transnacionalidade (TNI), que, em 2008, manteve-se praticamente inalterado para as maiores empresas transnacionais.

Em 2011, os fluxos de IDE tiveram um aumento generalizado. Isto é confirmado pelo aumento do valor dos projetos de IDE (fusões e aquisições e investimentos *greenfield*) em diversos setores da atividade econômica. O investimento no setor primário também inverteu a tendência negativa dos dois anos anteriores, em face à forte demanda (depois de uma queda em 2009, o uso global de energia retomou a sua tendência de alta de longo prazo), atingindo US\$ 200 bilhões (14% do IDE total), valor que já ultrapassa a média do período pré-crise (UNCTAD, 2012).

Os recursos foram destinados a projetos em mineração, pedreiras e petróleo (as empresas estrangeiras investiram 7% em 2011); no caso do petróleo, os recursos tiveram como principal destino Indonésia, o Brasil e a África do Sul. As empresas transacionais procuraram melhorar suas posições em mercados emergentes, o aumento no valor das vendas das afiliadas estrangeiras contribuiu para que a taxa de retorno sobre o IDE subisse para 7,3%), um incremento de 0,9% em relação à 2010.

É possível verificar, em 2011, que os recursos destinados às fusões e aquisições superaram os investimentos em novas capacidades produtivas (*greenfield*), o que mostra preocupação em assegurar o acesso aos recursos naturais. Além da garantia de matérias-primas, essa estratégia reflete expansão das atividades por meio de economias de escala e escopo e ampliando o grau de internacionalização.

O nível de emprego nas filiais estrangeiras (somados os três setores da economia) elevou-se neste período, como consequência da contínua expansão das empresas transnacionais. Globalmente, as filiais estrangeiras responderam por 69 milhões de postos de trabalho em 2011, um crescimento de 8% em relação ao ano anterior, em contraste com os 2% de aumento no emprego global. A maior parte dos postos de trabalho gerados foram nas economias em desenvolvimento e em transição, a

China, sozinha, por exemplo, foi responsável por 18,2 milhões, ou 28% do total em 2010, tendência que continuou a ser impulsionada pelo aumento do IDE (UNCTAD, 2011).

Os investimentos destinados à indústria extrativa e de petróleo, tanto *greenfield* quanto as fusões e aquisições recuaram em 2012, refletindo as políticas de austeridade, especialmente na Europa, e o processo recessivo em muitas economias desenvolvidas, o que acarretou a queda dos preços das *commodities* e a redução da demanda. A contração IDE foi maior nas economias em desenvolvimento.

Com relação aos investimentos externos diretos destinados à indústria de derivados de petróleo especificamente, de 2004 a 2006 e 2007 a 2008, é possível observar um esforço em melhorar e ampliar a capacidade de refino e distribuição, por meio de fusões e aquisições ou investimentos *greenfield*. As quedas nos níveis de investimentos, a partir de 2008, podem ser explicadas, sobretudo, pela desaceleração da economia mundial. Em 2010, os investimentos no setor à jusante mostravam-se em recuperação, com ênfase em nova capacidade produtiva (*greenfield*). Entretanto, em 2011 e 2012, segundo dados da UNCTAD muitos projetos sofreram atrasos e interrupções, motivados principalmente por questões geopolíticas (Figura 19).

Na Nigéria, as incertezas na política de investimentos e o atraso no desenvolvimento dos projetos causaram uma desaceleração na atividade de exploração de petróleo e gás. O governo começou a tomar medidas para atrair investimentos em águas profundas, área plantada na década de 1990, a fim de aumentar capacidade de produção e diversificar os campos de petróleo do país, como as questões de segurança no Delta do Níger escalado. A fim de incentivar os investimentos em áreas de águas profundas, que envolvem maior custos operacionais e de capital, o governo ofereceu contratos de partilha de produção (PSC), cuja proporção das receitas está atrelada à profundidade do processo de exploração. Esta política facilitou o investimento e a produção em campos em águas profundas.

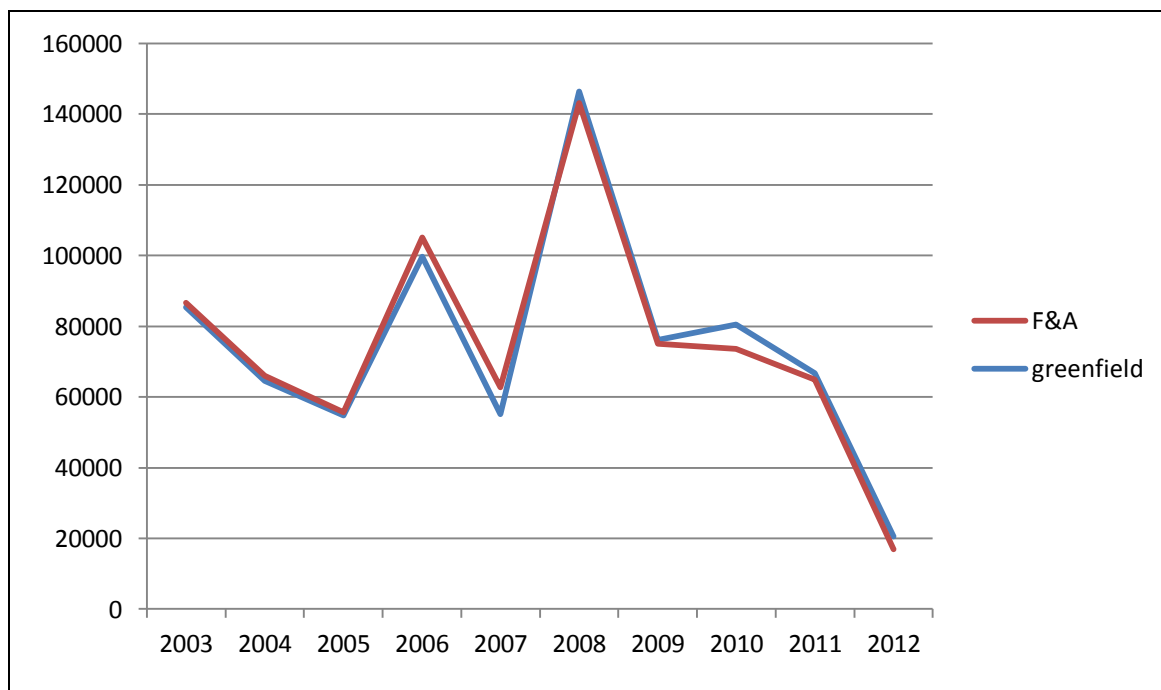


Figura 19 - IDE Destinado à Indústria de Derivados de Petróleo e combustíveis Nucleares 2003-2012 (milhões de dólares)

Fonte: UNCTAD, FDI on line, 2013

Entretanto, desde dezembro de 2005, a Nigéria tem enfrentado um aumento (224% em 2011) do vandalismo aos gasodutos, dos roubos e das aquisições militantes de instalações de petróleo no Delta do Níger. O Movimento para a Emancipação do Delta do Níger (MEND) é o principal grupo que ataca a infraestrutura petrolífera para objectivos políticos, que reivindicam a redistribuição da riqueza petrolífera e maior controle local do setor. Estimativas do Ministério das Finanças da Nigéria mostram que cerca de 400 mil barris diários de petróleo foram roubados em abril de 2012, o que levou a uma queda de cerca de 17% nas vendas de petróleo oficiais. Os sequestros de petroleiros para resgate têm ficado mais comuns e têm levado algumas empresas de serviços de petróleo a sair do país.

Questões como essas, além do poder da OPEP, influenciam a dinâmica internacional de investimento no setor petrolífero. Na procura por novas áreas de exploração petrolífera, alguns aspectos se destacam como entraves a serem superados, quais sejam: a) o aumento dos custos relacionados à produção petrolífera; b) as cada vez mais raras descobertas de grandes campos; e c) a reduzida disponibilidade de reservas sob as formas contratuais favoráveis às empresas privadas. Sobre o primeiro destes aspectos, assinala-se a clara tendência de aumento dos custos de insumos e serviços em

E&P. Algumas evidências disto podem ser facilmente apontadas. Por exemplo, de acordo com CERA (2008), o índice de custo de capital no *upstream* dobrou desde 2005.

As indústrias extrativas e de petróleo, que representam a maior parte do setor primário, foram fortemente atingidas pela redução da demanda e dos preços das *commodities*, o impacto foi a contração do IDE em 50%, em 2012 (130 milhões de dólares). A redução na demanda por metais, petróleo e gás foi atribuída a três fatores: a) a crise na zona do euro b) a desaceleração do crescimento das economias emergentes, em especial, a China e a Índia; c) a redução nas margens da indústria, que tem como consequência o cortes de investimento e redução da capacidade produtiva (UNCTAD,2013).

Os países importadores de petróleo mostraram alterações no estoque de IDE *inward* setor de petróleo. A China registrou crescimento entre 2003 e 2004 e queda em 2005, e logo após a crise um crescimento em 2009. Os EUA mostram um estoque com tendência crescente para todo o período. Os investimentos americanos em busca de novas reservas refletem a preocupação com o abastecimento energético (Figura 20).

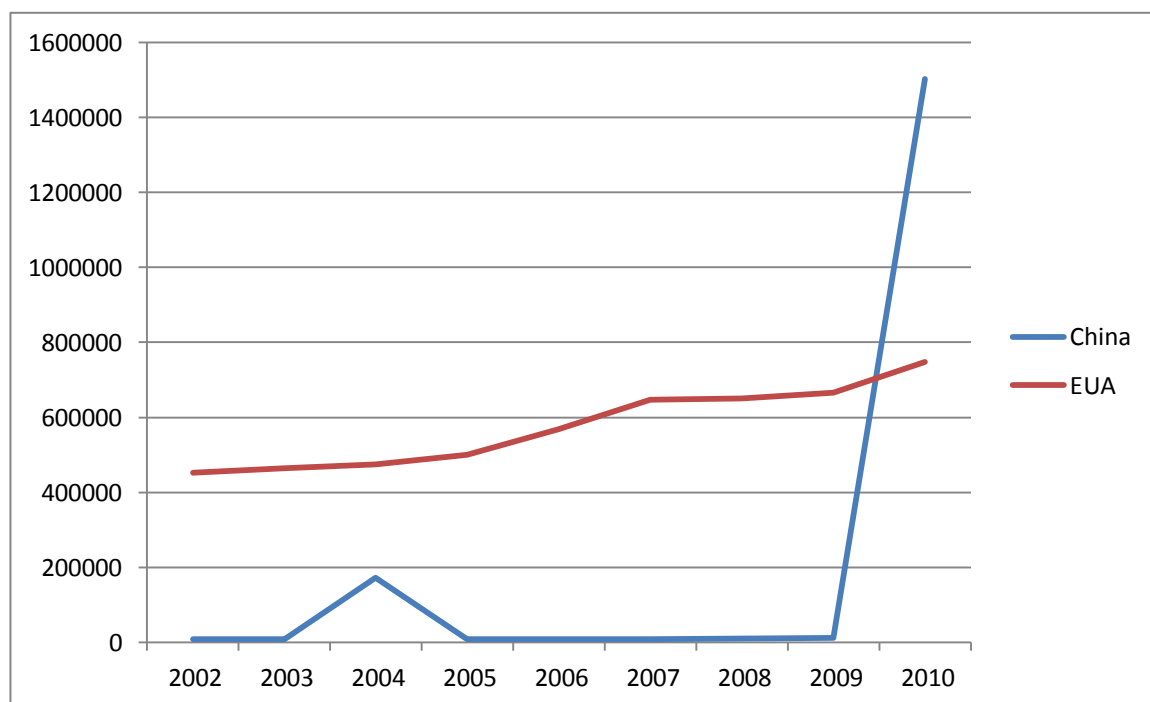


Figura 20 - Estoque IDE *Inward* no Setor Petróleo – EUA e China - 2001 a 2011 (milhões de dólares)

Fonte: International Trade Center – intracen.org

No caso específico dos EUA, as saídas de recursos (IDE *outward*) tiveram como destino principal as atividades de extração (fontes não convencionais como o Shale), o que continua a refletir a busca por projetos *asset-seeking*. Os investimentos destinados às atividades de refino aumentaram de 2008 a 2009, e apresentam desaceleração após esse período (Figura 21).

Já no caso dos países importadores, as saídas em relação ao PIB são maiores na China, mais um sinal do dinamismo da economia chinesa diante de novas oportunidades de investimentos e internacionalização industrial.

Com relação ao grupo de países exportadores de petróleo as saídas de IDE, refletem maior internacionalização da indústria, notadamente após o período recessivo do início dos anos 2000. A tendência de crescimento só foi interrompida a partir de 2009, devido aos reflexos da crise de 2008.

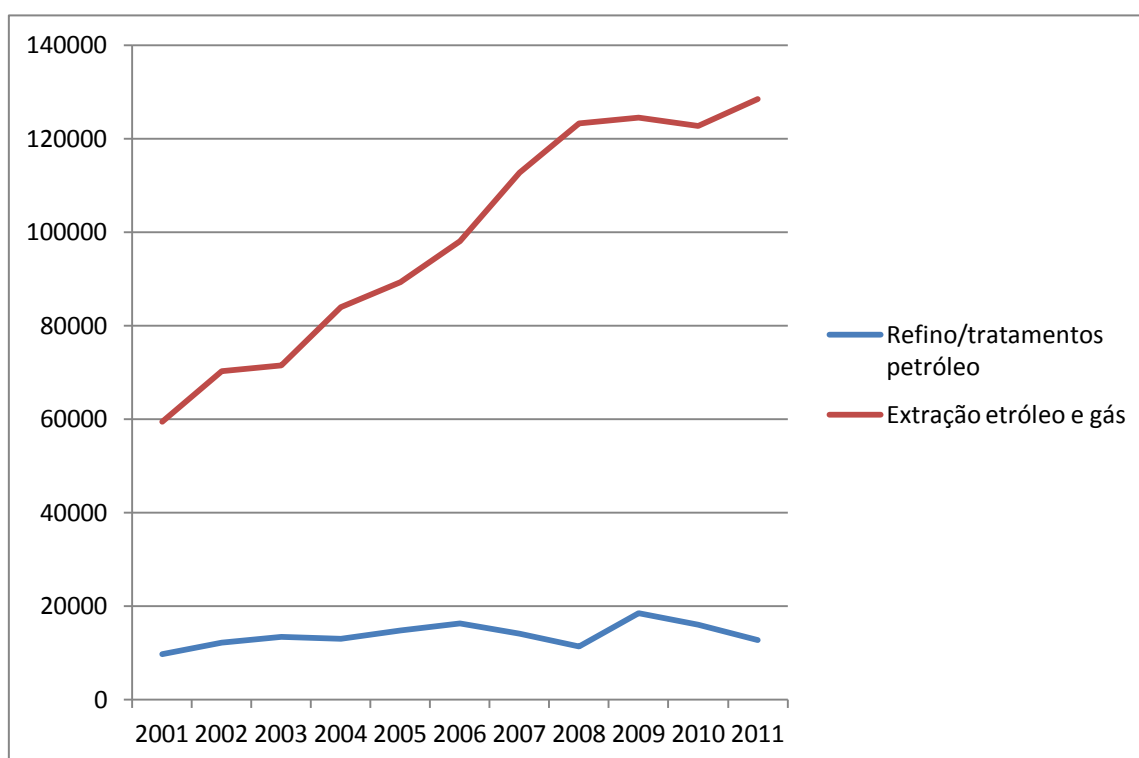


Figura 21 - Estoque IDE *Outward* EUA - 2001 a 2011 (em milhões de dólares)

Fonte: OECD

A falta de disponibilidade de dados dos estoques e fluxos de IDE (específicos da indústria petrolífera) para alguns países do grupo de países exportadores de petróleo (Arábia Saudita, México, Kuwait e Emirados Árabes Unidos), para o período analisado, dificultou, em parte, a avaliação do perfil desses fluxos. Segundo os dados da UNCTAD

para Canadá, Nigéria, Noruega e Rússia, apresentados na Tabela 9, é possível verificar aumento dos estoques de IDE *Outward* na atividade petrolífera. O maior estoque de investimentos fora do país reflete um maior grau de internacionalização da atividade petrolífera nesse país. É possível verificar que, no caso específico da Noruega, o aumento do estoque de IDE fora do país continuava mesmo no período recessivo (após 2008).

Tabela 9 - Estoque IDE *Outward* Grupo de Países Produtores e Exportadores de Petróleo - 2001 a 2011 (em milhões de dólares)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Canadá	nd	nd	9206.68	11747.10	13164.64	18929.48	21562.98	31807.91
Nigéria	1087.23	1137.24	1285.62	1325.62	1405.54	1571.24	1734.84	1994.37
Noruega		6818.42	7748.86	7295.70	8482.07	10683.92	13497.16	17563.91
Rússia	nd	2.00	1.00	nd	nd	nd	nd	nd
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Canadá	38373.55	43560.46	46552.98	nd	nd	nd	nd	nd
Nigéria	2192.37	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Noruega	25110.64	35271.88	35740.85	31973.57	48363.67	45846.76	53562.44	nd
Rússia	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd

nd – dados não informados à UNCTAD

Fonte: Elaboração própria a partir de dados especiais fornecidos pela UNCTAD, 2013.

No que diz respeito aos fluxos de IDE *Outward*, os investimentos *market seeking* representam a maior parte do IDE realizado pela Rússia, como aqueles em telefonia (MTS e VimpelCom) e energia elétrica (RAO UES) nos países da CEI, assim como os investimentos em distribuição e varejo de petróleo e gás na Europa Ocidental realizados pela Lukoil e pela Gazprom. Seguidos, mais recentemente, pelos investimentos *resource seeking*, à medida que os recursos naturais da Rússia vão se esgotando, e as reservas que restam apresentam custos de exploração cada vez mais altos. Os investimentos da Gazprom e da Lukoil nos países da CEI encaixam-se nessa categoria, uma vez que buscam campos de petróleo e gás onde a exploração é menos

dispendiosa e mais rápida do que nas reservas em subsolo russo, muitas das quais se encontram em regiões de difícil acesso (ALVES, 2011).

Quanto ao estoque de IDE *Inward* (Tabela 10), é possível perceber, no período analisado, que a indústria de petróleo no Canadá (718%), na Noruega (30,8%) e na Rússia (65,14%), se mostrava atrativa. Estes países evidenciaram um aumento significativos nos seus estoques de IDE. As entradas se deram tanto sob a forma de investimentos novos, quanto sob a forma de fusões e aquisições. Em grande parte, isso se deveu à busca por fontes de recursos naturais frente ao aumento dos preços do petróleo.

Tabela 10 - Estoque IDE *Inward* Grupo de Países Produtores e Exportadores de Petróleo -2001 a 2011 (em milhões de dólares)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Canadá	nd	nd	10067.90	14340.09	21393.95	22769.06	29018.11	33444.67
Noruega	nd	11554.21	12082.59	8099.79	8978.65	11861.55	11474.55	18057.62
Rússia	nd	1014.00	1982.00	2416.00	2740.00	3273.00	nd	nd
Venezuela	4985.00	6716.00	8761.00	10115.00	12319.00	12860.00	nd	nd
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Canadá	42548.73	42981.21	67386.90	63127.25	70909.70	86182.44	82357.49	nd
Noruega	19679.76	23478.91	35367.28	31736.86	44826.99	48164.68	49290.98	nd
Rússia	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Venezuela	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd

nd – dados não informados à UNCTAD

Fonte: Elaboração própria a partir de dados especiais fornecidos pela UNCTAD, 2013.

Embora a maior parte dos dados referentes aos estoques russos *outward* e *inward* não tenham sido informados à UNCTAD, Alves (2011), aponta para um crescimento no seu estoque de IDE no setor de petróleo até 2008. Isso porque os aumentos no preço e na quantidade de petróleo exportada exerceram forte influência sobre o movimento de internacionalização das empresas russas. Movimento este, que esteve condicionado a duas razões principais: a primeira, pelo vertiginoso incremento nas reservas internacionais do país, que aumentaram 54 vezes entre o mínimo de março, de 1999, e o máximo, atingido em agosto de 2008 (US\$ 598 bilhões), antes do aprofundamento da crise financeira internacional; e a segunda, pelo aumento dos lucros

das empresas dos setores de energia, metalurgia e mineração, o que ampliou sua capacidade de investimento e de endividamento.

Entre 2001 e 2010, mais de 80% dos fluxos de IDE africanos destinaram-se às economias ricas em recursos naturais, dentre os quais, merece destaque a Nigéria, que recebeu quase 80% do IDE destinado a África Ocidental. Os recursos recebidos pela economia nigeriana são, em grande parte, projetos *greenfield* direcionados às indústrias extrativas minerais e do segmento *upstream*. Até 2005 e meados de 2006, esses recursos vinham basicamente dos Estados Unidos e do Reino Unido, mais tarde, as empresas asiáticas (China) tornaram-se as principais fontes do IDE para a Nigéria (UNCTAD, 2006; 2011).

A Venezuela iniciou, na década de 1990, um processo de reformas do Estado liderado por um programa de privatização que atraiu o investimento direto estrangeiro. O programa de reforma no setor de petróleo possibilitou associações entre a Estatal Petróleos de Venezuela (PDVSA) e as empresas privadas, segundo três modalidades distintas: contratos para operação de poços marginais; participação na exploração e produção de óleo na área do Orenoco (Orenoco Belt); e contratos de risco com participação de lucros. Em 2000, a PDVSA foi a maior empresa estatal de petróleo da América Latina, segundo qualquer um dos seguintes critérios: volume de vendas, lucros, ativos totais e volume exportado.

Nesse contexto a indústria petrolífera representa cerca de 40% do estoque de IDE, os recursos, se originam, principalmente dos EUA, maior investidor da indústria extrativa de petróleo venezuelana. Entre 1992 e 2001, os maiores receptores do IDE, na Venezuela, foram os setores de petróleo e gás (33,0% do total), industrial (28,9%) e financeiro (17,8)%. Em 2001, o investimento direto estrangeiro destinado à Venezuela somou US\$ 3,45 bilhões, mas caiu para US\$ 1,31 bilhão em 2002, em decorrência do agravamento da instabilidade política provocada pela forte oposição ao governo, fato que elevou o grau de aversão ao risco dos investidores estrangeiros, ante a incerteza com relação à situação política do país (UNCTAD, 2002).

Em 2000, a Arábia Saudita implantou a Lei de Investimentos Estrangeiros, que define e regulamenta o IDE como um investimento de capital estrangeiros em atividades licenciadas, o que permitiu um ambiente mais favorável aos investimentos no decorrer de toda a década.

O setor petrolífero na Noruega apresenta uma das maiores participações no estoque total de IDE, apesar de tal participação mostrou-se decrescente nos últimos

anos no entanto. Embora os fluxos de IDE tenham aumentado principalmente antes da crise financeira de 2008, quando os preços e a demanda por petróleo estavam elevados e os estoques baixos. Nesse período, as operações de perfuração de petróleo chegaram a utilização de 92% do total dos equipamentos de sonda disponíveis, a intensa atividade elevou os custos no segmento *upstream* e gerou escassez de mão-de-obra especializada, especialmente engenheiros e técnicos de petróleo, criando um gargalo na execução de projetos de investimento (FMI, 2006).

O Irã se mostra, diferentemente dos demais países da amostra, com tendência mais regular dos seus fluxos de saída de IDE, reflexo dos problemas políticos, embargos comerciais e sanções sofridas e baixo grau de internacionalização e, portanto, menor impacto sobre o PIB. A produção de óleo deve ser aumentada para 5 milhões de barris diários até o final de 2015. Para cumprir essa meta, exige-se um programa de investimentos a montante no valor de US\$ 35 bilhões por ano. A maior parte do financiamento, para este ambicioso cronograma de investimento, era esperada para vir de empresas petrolíferas estrangeiras com interesse no Irã, por contratos de recompra. De fato, enquanto a constituição iraniana proíbe a propriedade estrangeira, ou privada dos recursos naturais do país, o governo permite que tais acordos de recompra, que permitem que empresas estrangeiras a entrar em acordos de exploração e desenvolvimento por intermédio de uma filial iraniana local.

O investimento em larga escala no setor de petróleo e gás do país tornou-se muito mais complicado, e o acesso do Irã a fontes de transações financeiras norte-americanas europeias foram cortados. Também foram tomadas novas medidas contra o Banco Central do Irã e proibições foram colocadas sobre as fontes de seguros utilizados pelas transportadoras de petróleo iraniano (P&I Clubs europeus). A última dessas medidas foi tão longe que provou ser um sucesso efetivo das exportações, interrompendo o comércio na Europa e na Ásia.

No segmento à montante, as sanções, juntamente com a fuga de praticamente, todas as empresas ocidentais do país, resultaram em uma clara falta de tecnologia, experiência e o mais importante, o investimento. Isto resultou em grandes atrasos, e, em alguns casos, o cancelamento de projetos. No entanto, com a ajuda de uma série de empresas chinesas e russas que permanecem no país, a evolução de alguns poucos projetos está em andamento, cujos prazos já se alongaram consideravelmente.

Neste capítulo, observou-se, apesar da ausência de dados específicos sobre o IDE da indústria petrolífera nos países exportadores, que a disponibilidade de recursos

naturais é um atrativo para os fluxos de IDE. De outro modo, a busca por mais fontes de petróleo leva a maior internacionalização das empresas petrolíferas desses mesmos países. Entretanto o processo de investimento não se dá de forma simples devido a alguns motivos:

- ✓ as barreiras criadas pelos países receptores;
- ✓ questões geopolíticas;
- ✓ as peculiaridades da própria indústria: a escala, o alto investimento em capital, o elevado grau de incerteza e longos períodos de maturação dos recursos investidos.

Assim sendo, torna-se cada vez mais necessário o esforço dos governos para assegurar um ambiente institucionalmente mais estável para a atração dos investimentos (IDE). Os investimentos podem assegurar aos países receptores recursos para a exploração e desenvolvimento das atividades de E&P. Já aos países investidores o investimento direto externo pode ser a forma de assegurar a estabilidade energética.

5 EVOLUÇÃO, DESEMPENHO E COMPETITIVIDADE NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO NO BRASIL

Neste capítulo mostrar-se-á a evolução da exploração de petróleo no Brasil, com o objetivo de avaliar os fluxos de comércio internacional e de investimento direto externo (IDE), no período compreendido entre 1997 e 2011. Para tanto, este capítulo será dividido em quatro partes: na primeira, serão abordadas a evolução e a caracterização da indústria petrolífera brasileira; na segunda, serão apresentadas informações quantitativas sobre a distribuição das reservas internacionais, a estrutura produtiva e as características dos fluxos de comércio exterior de petróleo; na terceira, serão avaliados os indicadores de *Market Share* (MS), Vantagens Comparativas Reveladas (VCR) e de comércio intraindústria, o índice de Grubel e Lloyd (GL) e, finalmente, na quarta parte, serão avaliados os fluxos de investimento direto externo (IDE) na indústria de petróleo no Brasil.

5.1 Evolução e Caracterização da Indústria de Petróleo no Brasil

A indústria petrolífera brasileira, por ser considerada essencialmente relevante à soberania do país e economicamente estratégica, evoluiu de acordo com as aspirações econômicas de cada momento da história do país. Podemos dividir esta evolução em três períodos: o primeiro seria o período que antecede a criação da Petrobrás (1858 – 1953), o segundo, o período de monopólio da Petrobras (1954-1997), e o terceiro, após a quebra do monopólio estatal (após 1997).

5.1.1 A Primeira Fase da Exploração de Petróleo Brasileira (1858 – 1953)

Em 1858, foram registradas as duas primeiras concessões para exploração de carvão, turfa e *betuminous shale* ³⁹, nos arredores do rio Maraú e em Ilhéus, Bahia, região, atualmente, chamada de Bacia do Camamu. No ano seguinte, durante a

³⁹ O xisto betuminoso é um xisto argiloso impregnado com betume, muitas vezes, acompanha o carvão. Pode ser utilizado como combustível ou como um material para pavimentação. Em 1851, um processo de extração de petróleo de xisto betuminoso foi patenteado pelo médico e geólogo canadense Abraham Gesner Pineo.

construção de uma estrada de ferro no Recôncavo Baiano, foram encontradas emanções de óleo, a partir daí, várias concessões foram registradas na Bahia e interior de São Paulo (LUCCHESI, 1998). Nessa época, a legislação sobre os direitos de posse e exploração dos recursos minerais seguia o direcionamento dado pela política colonial, assim, todos os recursos existentes no subsolo brasileiro pertenciam à Coroa Imperial, e caberia ao governo a concessão de licenças para a pesquisa e a exploração.

O interesse na procura e exploração de hidrocarbonetos (até então, o carvão e betume) tinha como principal dificuldade a falta de mão-de-obra com conhecimentos na exploração mineral. Tal problema levou D. Pedro II a criar a Escola de Minas⁴⁰, em Ouro Preto, Minas Gerais, em 1876, que resolveu parcialmente a escassez de profissionais e desencadeou um interesse pela busca do conhecimento na exploração de petróleo.

Com a Proclamação da República em 1889, a exploração dos recursos minerais foi revista e, em contraposição à centralização do antigo governo (Constituição Federal em 1991), foi adotado o regime de propriedade plena, pelo qual a propriedade do solo dava direito à propriedade das riquezas naturais que, porventura, existissem no subsolo (Direito de Acessão, de acordo com a legislação norte-americana). Pela nova Constituição Federal, o Estado não poderia exercer qualquer atividade direta relacionada ao processo de mineração, mas cabia a ele a regulamentação das atividades industriais de exploração dos recursos naturais e a propriedade das terras devolutas (CAMPOS, 2007).

Embora o governo tivesse amparo legal para a regulamentação da atividade industrial, isso não era bem aceito pelos proprietários de terra. Diante dessa dificuldade e do crescimento do interesse internacional pelo petróleo, o governo brasileiro em 1903 buscou intensificar as pesquisas para o levantamento do potencial petrolífero em várias regiões do país. Para tanto, foi utilizado o mapeamento geológico (*geological surveys*) como forma de se fazer pesquisa científica neste campo disciplinar, metodologia já consagrada pelo desenvolvimento institucional das ciências geológicas no mundo durante o século XIX. Tinha como objetivos principais: a cartografia do território, os

⁴⁰ Fundada por Claude Henri Gorceix, a Escola de Minas em Ouro Preto foi a primeira escola de estudos mineralógicos, geológicos e metalúrgicos do Brasil e, hoje, é uma das principais instituições de engenharia do país.

levantamentos de terras para agricultura e projetos de colonização e de recursos naturais e o cadastramento de propriedades agrícolas, vias de comunicação e de núcleos urbanos.

Assim, em 1907, foi criado no Ministério da Agricultura o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), para suceder a antiga Comissão Geológica do Império (1875). Esta iniciativa marcou a estratégia do governo brasileiro de estabelecer as bases técnicas e científicas para as pesquisas, explorar áreas federais, particularmente aquelas de difícil acesso, e excluir as companhias petrolíferas estrangeiras diante da crescente onda nacionalista da época.

Após a criação do SGMB, as pesquisas se intensificaram, e a aquisição de sondas e a formação de uma equipe brasileira de geólogos e engenheiro de minas permitiram o início das sondagens e perfurações. Mas, mesmo diante do esforço do governo, a falta de capital e de tecnologia impediu que os resultados alcançados fossem melhores. A necessidade de investimentos e geração de tecnologia combinados ao sentimento nacionalista em relação à importância estratégica e econômica do desenvolvimento de uma indústria de petróleo, promoveu o crescimento de um debate político para a formulação de uma legislação específica a esta atividade, iniciativa interrompida pela Revolução de 1930.

Após a Revolução (1931), o governo nacionalista de Getúlio Vargas anulou a Constituição de 1891 e, em referência à mineração foi vetado ao governo o direito de autorizar a pesquisa e a exploração dos recursos minerais em todo o território nacional. Dessa forma, os proprietários de terras e os estados perderam o controle sobre as atividades de mineração e dos recursos minerais. Em 1933, o Ministério da Agricultura constituiu a Diretoria Geral de Produção Mineral (DGPM), que, no ano seguinte, passaria a ser a Diretoria Nacional de Produção Mineral (DNPM), que absorveu o SGMB, o Serviço de fomento da Produção Mineral (SFPM) e a responsabilidade por todas as licenças, propriedades minerais, que, anteriormente, estavam sob a jurisdição dos Estados (CAMPOS, 2007).

Nesse mesmo período, o setor privado voltou a participar das atividades relacionadas ao petróleo, com a criação da Companhia Petróleo Nacional (CPN), e, a partir de então, intensificaram-se as divergências e disputas entre a posição nacionalista do governo e a iniciativa privada interessada na exploração do petróleo no Brasil. Em meio a este conflito político e sob o risco da DNPM ficar desacreditada após denúncias de que o SGMB sabotava laudos sobre existência de petróleo, Getúlio Vargas adotou

um regime de concessão e instituiu a dicotomia entre propriedade do solo e do subsolo, reafirmando o Código de Minas (Constituição de 1934).

Em 1937, foi promulgada uma nova Constituição (Estado Novo), elemento fundamental que garantiu ao governo o controle sobre as atividades de refino e exploração do petróleo, assim, as jazidas, mesmo que ainda não descobertas, passariam a ser patrimônio da União, como pode ser verificado em seu artigo 143, apresentado a seguir:

As minas e demais riquezas do subsolo, bem como as quedas d'água constituem propriedade distinta da propriedade do solo para o efeito de exploração ou aproveitamento industrial. O aproveitamento industrial das minas e das jazidas minerais, das águas e da energia hidráulica, ainda que de propriedade privada, depende de autorização federal.

Em seu § 1º, a autorização para a exploração das riquezas do subsolo só poderia ser concedida a brasileiros, ou empresas constituídas por acionistas brasileiros. Seria dada ao proprietário da terra a preferência na exploração ou participação nos lucros. A dicotomia entre a propriedade do solo e do subsolo garantia o controle sobre a atividade industrial, que seria resguardada aos brasileiros, o que mostra a relevância dada à indústria do petróleo pelo governo de Getúlio Vargas.

Em virtude da importância do petróleo, em 29 de abril de 1938, o governo deu início à primeira postura consistente de regulação da indústria petrolífera brasileira, constituindo, por meio do decreto-lei de nº 395, o Conselho Nacional de Petróleo (CNP), órgão responsável pela regulamentação da atividade industrial petrolífera em todo o território nacional. Ao CNP, caberia a avaliação dos pedidos de pesquisa e lavra e a fiscalização das atividades de importação, exportação, transporte, distribuição e comércio de petróleo. Assim sendo, representou a vitória das posições nacionalistas, sustentadas, sobretudo, por segmentos do Exército e pôs fim ao conflito entre empresários e grupos técnicos do Estado em torno da exploração do petróleo no país. (PIRES, 2000; CAMPOS, 2007; DIAS, 1993).

As decisões do CNP sempre estiveram de acordo com a orientação de seu presidente (nomeado pela Presidência da República), mas, por ser um órgão colegiado, composto pelos ministros das três Forças Armadas, da Fazenda, do Trabalho, da Indústria e Comércio, e representantes de sindicatos da indústria e do comércio, as decisões eram passíveis de veto (DIAS, 1993).

O CNP apresentava maior flexibilidade que o DNPM sobre a alocação dos recursos e maior disponibilidade destes. Isso permitiu a contratação de firmas estrangeiras de perfuração, a realização da sondagem de superfície do Recôncavo Baiano, além da aquisição de aparelhagem e sondas. Os primeiros resultados apareceram em 1939 quando Oscar Cordeiro e Manoel Inácio Bastos, sob a jurisdição do CNP, descobrem a primeira jazida de petróleo no bairro do Lobato o poço DNPM-163 (210 metros), localizado em Salvador, Bahia. Em 1941 uma das perfurações deu origem ao campo de Candeias, o primeiro a produzir petróleo no Brasil (DIAS, 1993; ARAÚJO, 2004).

A legislação, promulgada por ocasião da criação do CNP, previa a imediata nacionalização de todas as atividades já em curso (basicamente, pequenas refinarias) e o estrito controle governamental sobre todos os aspectos da indústria do petróleo. O abastecimento e, especialmente, o refino de petróleo passaram a ser considerados de utilidade pública e militar. Ainda que prevista a participação do setor privado, por meio de concessões para a exploração e o refino, a amplitude dos controles governamentais deixava clara a opção estatizante (DIAS, 1993).

A nacionalização da indústria brasileira do petróleo teve início pelo refino, por ser a atividade mais lucrativa e menos arriscada da cadeia produtiva, e que, em 1938, despertava o interesse de empresas estrangeiras como a *Texaco*, a *Atlantic* e a *Anglo-Mexican*. Já as atividades do *upstream*, que necessitavam de altos investimentos e apresentavam alto risco, devido à imprevisibilidade dos resultados, não atraíam o interesse de outras empresas e investidores, o que fazia do Estado o “único” interessado. Assim, o governo resolveu não deixar dúvidas a respeito do domínio da União sobre as jazidas brasileiras, reforçando, ainda mais, as bases nacionalistas da indústria do petróleo. Para tanto, foram promulgados dois decretos-lei 1.985/40 (que, em seu artigo **Art. 31**, incumbia o CNP do exercício de todas as atribuições e atos relativos à pesquisa e à lavra das jazidas de rochas betuminosas e piro-betuminosas) e 3.236/41, este último ficou conhecido como “código do Petróleo”.

A Segunda Guerra Mundial afetou a indústria brasileira do petróleo, uma vez que dificultou a aquisição de peças de reposição e equipamentos e diminuiu o ritmo das atividades de pesquisa e exploração. O país enfrentou a escassez de petróleo, e para amenizar os efeitos dessa escassez, aumentou a adição de álcool anidro à gasolina. Diante de tais problemas, o CPN reconheceu, em 1943, a necessidade de capital estrangeiro para alavancar a indústria petrolífera nacional. Em 1946, Eurico Dutra, ao

promulgar a nova Constituição, que manteve a separação da propriedade do solo e do subsolo e estabeleceu que o setor petrolífero deveria permanecer a cargo de empresas brasileiras, mas sem especificar a origem de seus acionistas. Em 1947, foi instituída a Comissão de Anteprojeto da Legislação do Petróleo, que tinha como objetivo modificar as barreiras e esboçar leis para atrair o capital estrangeiro sem abrir mão do monopólio estatal.

A tentativa de dinamizar a indústria do petróleo fazia parte da estratégia de autosuficiência e, com o propósito de internacionalização, foi criado o “Estatuto do Petróleo”. No entanto a proposta de internacionalizar a indústria nacional não teve aprovação, e o nacionalismo renasceu com maior força em defesa do petróleo, “o petróleo é nosso”, e exigia o monopólio estatal tanto das atividades do *upstream*, quanto do *downstream*.

Com o retorno de Getúlio Vargas em 1950, a dependência da importação de petróleo (demanda de 157 mil barris diários ou 98% do consumo diário de 160 mil barris) e a falta de interesse dos empresários brasileiros em investir no setor se tornaram um gargalo para o crescimento econômico e a modernização da economia brasileira. Para alterar este quadro e evitar uma possível estagnação da economia nacional, em 1951, o governo enviou ao congresso o projeto de lei 1.516, que propunha a criação da sociedade por ações “Petróleo Brasileiro SA (PETROBRAS), que seria uma empresa mista e um programa nacional do petróleo para o prazo de cinco anos.

A proposta não teve o apoio da Câmara, que não aceitava uma empresa mista. Assim, em 1953 (Lei 2.004/53), Vargas, considerando o setor petrolífero como de segurança nacional, instituiu o monopólio estatal do petróleo e criou a Petróleo Brasileiro SA (PETROBRAS) (CAMPOS, 2007; PIRES, 2000; ARAÚJO, 2004).

5.1.2 A Segunda Fase: o Monopólio Estatal da Petrobrás (1954 – 1997)

A Petróleo Brasileiro SA, que iniciou suas atividades oficialmente em 1º de janeiro de 1954, e suas subsidiárias eram responsáveis pela execução, em nome da União, do monopólio de exploração, produção, refino, transporte do petróleo e seus derivados. A missão da Petrobras era a de suprir o mercado interno, por meio de produção ou importação de petróleo e derivados. Já o CNP passava à recém criada Petrobrás todo o seu acervo técnico e recursos humanos e seria responsável apenas pelas tarefas de orientar e fiscalizar as atividades decorrentes do monopólio petrolífero.

O Decreto-Lei 2.004/53 estabeleceu que os recursos da Petrobras seriam oriundos das seguintes fontes de financiamento: i) **Art 13** - 25% da arrecadação do imposto único sobre combustíveis líquidos, ii) **Art 14** - o total arrecadado com impostos de importação e de consumo sobre veículos automóveis, peças e acessórios; iii) **Art 15** – contribuições anuais até 1957 dos proprietários de veículos terrestres, aquáticos e aéreos; iv) **Art 48** - contribuições destinadas à pesquisa realizadas por concessionárias de refinarias e oleodutos; e **Art 23** - isenção de direitos de importação para consumo e de impostos adicionais em relação aos maquinismos, seus sobressalentes e acessórios aparelhos, ferramentas, instrumentos e materiais destinados à construção, instalação, ampliação, melhoramento, funcionamento, exploração conservação e manutenção de suas instalações, para os fins a que se destina. (MACEDO E SILVA, 1985).

A Petrobras intensificou o ritmo das pesquisas em diversas bacias brasileiras e as atividades exploratórias. A indústria nacional petrolífera começava a se desenvolver com o objetivo de atender ao consumo nacional de combustíveis e derivados do petróleo, aliviando, assim, o balanço de pagamentos. Com a especialização do seu corpo técnico, já no final da década, passou de 2.600 barris diários para 65 mil barris diários. No final da década de 1960, foi descoberto petróleo no mar, em Guaricema, SE (ARAÚJO, 2004; CAMPOS, 2007).

A Petrobras dependia, em grande parte, da importação de suprimentos, equipamentos, além da contratação de serviços e mão-de-obra especializados. Na intenção de reduzir esta dependência, deu início a um processo de nacionalização do seu corpo técnico e da produção de conhecimento e de bens e serviços. Para a capacitação dos recursos humanos, parcerias foram estabelecidas com universidades estrangeiras e nacionais, além do Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI). Já para a produção de bens e serviços e geração de tecnologia, foram criadas parcerias e programas de incentivo em diversas áreas (RAPPEL, 2007; PIRES, 2000).

No governo de Juscelino Kubitschek 1955, apesar da delimitação das funções do CNP (orientação e fiscalização) e da Petrobras (monopólio Federal), a Petrobras acabou atuando ativamente na formulação política e na redução da dependência econômica nacional. Assim, o Plano de Metas (1956-1960), intensificou os investimentos na indústria petrolífera visando aumentar tanto a produção quanto a capacidade de refino (CAMPOS, 2007).

O Decreto Lei 53.337, de 1963, restringiu o direito de importação de petróleo e derivados à Petrobras, enquanto que, com relação à distribuição a empresa não mostrou

interesse pelo monopólio. Acreditando no potencial da exploração *offshore*, em 1966, foi criado o Centro de Pesquisa de Desenvolvimento (CENPES), o maior centro de pesquisa da América Latina. A ênfase ao treinamento e aperfeiçoamento dos recursos humanos permitiu, ao final da década de 1960, que as descobertas de petróleo e gás totalizassem 58 campos, e a produção ultrapassasse os 160 mil barris diários. Foi neste período a descoberta da Bacia de Campos, primeira descoberta importante no mar. (LUCCHESI, 1998; CAMPOS 2007).

Já nos anos 1970, o governo militar resolveu dar novo rumo ao monopólio estatal. Essa reorientação previa desconcentrar os recursos destinados ao segmento *upstream* (50% para 32%) e destiná-los às atividades de *downstream* (17% para 33%). Além disso, a Petrobras criou a Braspetro, em 1972, no intuito de buscar petróleo no exterior. No primeiro choque do petróleo, em 1973, os preços do petróleo quadruplicaram e tornou-se inadiável uma política energética direcionada à redução da dependência externa. Diante disso e da necessidade de alavancar os investimentos, em 1975, ocorreu a primeira medida de flexibilização do monopólio da Petrobras no *upstream* brasileiro. Empresas multinacionais poderiam explorar petróleo no país por meio de contratos de risco, os quais permitiam a exploração sob a supervisão e controle da Petrobras, que detinha a propriedade de todas as reservas encontradas.

A tentativa de atração de outras empresas investidoras não obteve sucesso em razão dos altos custos de pesquisa e exploração. Após o segundo choque do petróleo, em 1979, a situação econômica do país se agravava com a recessão internacional e o choque das taxas de juros internacionais. Assim, a maior parte da década de 1980 foi marcada por políticas recessivas para a redução do endividamento e da inflação. Nesse período, houve uma redução considerável na arrecadação tributária, e o crescimento da estatização da dívida pública desencadeou escassez de recursos para as estatais. Para que a Petrobras redirecionasse os investimentos (70%) ao *upstream offshore*, num esforço para aumentar a produção e para a introdução de fontes de energia alternativas (PROALCOOL), recorreu-se ao endividamento com terceiros.

Durante os anos 1980, a Petrobras descobriu novas reservas *offshore*. O bom resultado repercutiu internacionalmente e, a partir disso, a sua subsidiária Braspetro se associou a empresas internacionais e passou a explorar petróleo nos EUA, Noruega e Reino Unido. No final da década, o debate entre “nacionalistas” e “entreguistas” ganhava espaço com a Constituição de 1988. Os contratos de risco foram proibidos, reafirmando a importância do monopólio da União e ampliando suas atividades

(importação, exportação, refino, transporte marítimo e por dutos de óleo de origem nacional). O texto manteve a dicotomia entre as propriedades do solo e subsolo, atribuindo ao Estado, a posse dos recursos naturais e do produto da lavra. Foram mantidas também as funções da Petrobrás (executora do monopólio) e do CNP (fiscalizador).

O Brasil reafirmava, internamente, a importância do monopólio estatal do petróleo, considerado estratégico para a economia nacional, enquanto, no cenário internacional era influenciado pelas medidas neoliberais de privatização das estatais. Mas, no final da década de oitenta, o Estado brasileiro redirecionou a política para o setor petrolífero. Deu início à privatização das indústrias petroquímica e de fertilizantes e aprovou, no Congresso Nacional, a Emenda Constitucional nº 9/95, que alterou o artigo 177 da Constituição de 1988 e que pôs fim ao monopólio estatal do petróleo na exploração, produção e refino.

Em seguida, o Ministério das Minas e Energia (MME) apresentou o projeto da Lei do petróleo (9.478/97), a lei que regulamentaria o setor e teria como objetivo a defesa dos interesses nacionais, a garantia do abastecimento e a redução da dependência das importações, a atração de investimentos de risco, a defesa da concorrência, a valorização dos recursos petrolíferos, a promoção do desenvolvimento nacional, a proteção ao meio ambiente, ao consumidor e a ampliação da competitividade. O projeto de Lei do Petróleo também previa a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP) e a criação do Conselho Nacional de Política do Petróleo (CNPP), órgão vinculado ao MME e que auxiliaria nas diretrizes da política do petróleo e gás (CAMPOS, 2007; PIRES, 2000).

A nova lei criou dois regimes para a participação das empresas estrangeiras: o de autorização, destinado aos setores transporte, refino, exportação e importação e o de concessão, que previa o processo de licitação, seria destinado ao segmento *upstream*. A partir de então, a indústria do petróleo e gás natural passou a ter participação de agentes privados nacionais, basicamente por meio de *joint ventures*, inseriu a Petrobras num novo regime concorrencial, o que permitiu maior aproveitamento do potencial petrolífero nacional.

5.1.3 A Terceira Fase: O Fim do Monopólio Estatal da Petrobrás

Desde a sua criação em 1953, a Petrobras passou por diferentes fases, mas não se distanciou de sua missão: a obtenção de reservas, a redução da dependência externa e a garantia de abastecimento. A quebra do monopólio exercido por ela, teve como objetivos: a atração de investimentos de risco; a promoção da livre concorrência; valorização dos recursos petrolíferos; aumento da competitividade e promoção do desenvolvimento nacional. Assim sendo, a abertura do setor petrolífero nacional não distanciaria nem a Petrobrás nem o governo de seus interesses. Seria, segundo Lucas (2013), uma nova forma de administração do monopólio da União, segundo a qual, a ANP regularia o mercado formado pela Petrobras e outras empresas privadas nacionais ou internacionais.

A promulgação da Lei do Petróleo, considerada um marco jurídico para o setor de petróleo e gás nacional foi o início de um projeto amplo de reestruturação institucional do setor. Nessa nova fase, o Estado se apresenta, principalmente, como “regulador” das atividades de exploração e produção de petróleo e gás. Esta nova forma de intervenção do Estado brasileiro no setor petrolífero visava, segundo Zylbersztajn e Agel (2013), à expansão da produção de petróleo e gás e à atração de capital privado.

Embora o novo modelo regulatório viabilizasse a atração de novos *players* para o setor petrolífero nacional, e isso trouxesse a possibilidade de que este se tornasse mais competitivo, essa nova concepção de intervenção e controle estatal sofreu rejeição. Muitos setores da sociedade brasileira viram a flexibilização do monopólio do petróleo como perda de soberania nacional. Rejeição esta que se intensificou durante as primeiras rodadas de licitação realizadas pela ANP e se estendeu, embora de forma mais branda, ao modelo regulatório mais recente para exploração do pré-sal.

O maior desafio na implantação de um novo modelo de regulação do *upstream*, não foi enfrentar a rejeição da sociedade brasileira. Na verdade, a maior dificuldade foi criar um modelo de regulação alinhado às práticas internacionais e adequado ao arcabouço jurídico nacional e que, ainda, permitisse a atratividade dos investimentos privados e a competitividade do setor (ZYLBERSZTAJN e AGEL, 2013).

O projeto criou um sistema de concessões para a atividade de E&P, a exemplo da Noruega, Reino Unido, EUA, Austrália, entre outros países. A implementação do novo marco regulatório do petróleo foi cautelosa ao lidar com as atividades e contratos firmados anteriormente. Isso, a fim de preservar os interesses da Petrobrás e a soberania

nacional. Foi garantido à Petrobras, durante 3 anos: o direito de exploração dos campos já conduzidos por ela e em fase de produção ou desenvolvimento; o direito de escolha de blocos de exploração compatíveis com sua capacidade de investimento; participação especial do governo em casos de campos com grandes volumes de produção. Após os três anos (artigo 33 da Lei do Petróleo), os prazos das concessões da Petrobrás para a exploração de 36 blocos foram prorrogados por mais 2 anos. Esta prorrogação foi justificada pelos programas adicionais estabelecidos pela Petrobrás. O período de transição terminou com a primeira e, bem sucedida, rodada de licitações realizada pela ANP em 1999.

As concessões para a exploração de petróleo, no Brasil, são precedidas de licitações. Estas seguem os três princípios estabelecidos no art. 37 da Constituição de 1988: i) obediência aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência; ii) igualdade de condições a todos os participantes; iii) inclusão de cláusulas que estabeleçam obrigações de pagamento, mantidas as condições efetivas da proposta, nos termos da lei, que somente permitirá as exigências de qualificação técnica e econômica indispensáveis à garantia do cumprimento das obrigações.

O processo tem início com a publicação de um Pré-edital, após esta publicação e mediante autorização da ANP, as empresas interessadas tem acesso a um pacote de dados, composto de um conjunto de dados regionais, incluindo linhas sísmicas e dados de poços selecionados. As empresas interessadas em participar do processo de licitação deveriam cumprir alguns requisitos técnicos, jurídicos e econômico-financeiros, estabelecidos previamente pela ANP. Com base nestes requisitos, elas seriam classificadas em operadoras e não operadoras. Aquelas empresas qualificadas como operadoras ficariam obrigadas a demonstrar sua capacidade para uma das três categorias de operação disponíveis: **Operadora A** – apta a operar em qualquer bloco da primeira rodada de licitações; **Operadora B** – apta a operar em blocos *onshore* e em alguns blocos *offshore* (água rasa); **Operadora C** – apta a operar apenas em terra.

Após terem sido classificadas e de posse das informações geológicas, as empresas operadoras concorrentes poderiam apresentar suas ofertas para a aquisição dos direitos de exploração e produção de petróleo. A proposta deveria conter: bônus de

assinatura⁴¹, comprometimento com o programa Exploratório Mínimo⁴² (PEM) e compromisso em percentual com aquisição de bens e serviços na indústria nacional.

No modelo de concessão, a atratividade do investimento é definida pelo menor risco, e se o campo apresentar riscos relativamente baixos, a disputa pela concessão aumentará e, com ela, o valor do bônus de assinatura. Se o campo apresentar maior rentabilidade ou produtividade do que o esperado, a ANP poderá estabelecer uma alíquota (que poderá ser progressiva) de Participação Especial (PE) de 10% a 40%⁴³ do lucro líquido da operadora. Além da PE, que garante ao Estado a arrecadação adicional de renda dos campos mais produtivos, também é cobrada da empresa operadora uma parcela de *royalties* fixas (entre 5% *onshore*, 10% *offshore* e 15% partilha) e a tributação direta e indireta (DIAS e RENAULT, 2013)

O processo de licitação termina quando o contrato de concessão é firmado. A partir desse momento, a empresa concessionária tem permissão para explorar e produzir, por sua conta e risco, de acordo com as regras estabelecidas pelo referido contrato. O contrato prevê mecanismos técnicos de controle e proteção: ambiental, de segurança operacional e de preservação das reservas petrolíferas para cada etapa do investimento em E&P. Os contratos de concessão preveem também, uma cláusula para o investimento de 1% do faturamento bruto dos campos de petróleo em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P,D&I), sendo que 50% destes recursos devem ser aplicados em instituições de pesquisa credenciadas pela ANP. A Figura 22 mostra de forma esquemática o processo de licitação realizado pela ANP. Este modelo foi adotado até 2008 quando foi realizada a décima rodada, e contribuiu para a abertura do setor petrolífero nacional.

⁴¹ Valor fixado em Edital Convocatório e pago pela concessionária vencedora no ato da assinatura do contrato. Equivale a permissão para a exploração.

⁴² Espécie de caução referente à proposta de trabalho a ser executada dentro do período previsto no Edital Convocatório. É convertida em valor monetário por meio de unidades de trabalho comprometidas.

⁴³ A alíquota da PE é estabelecida de acordo com o volume de produção e rentabilidade do campo explorado.

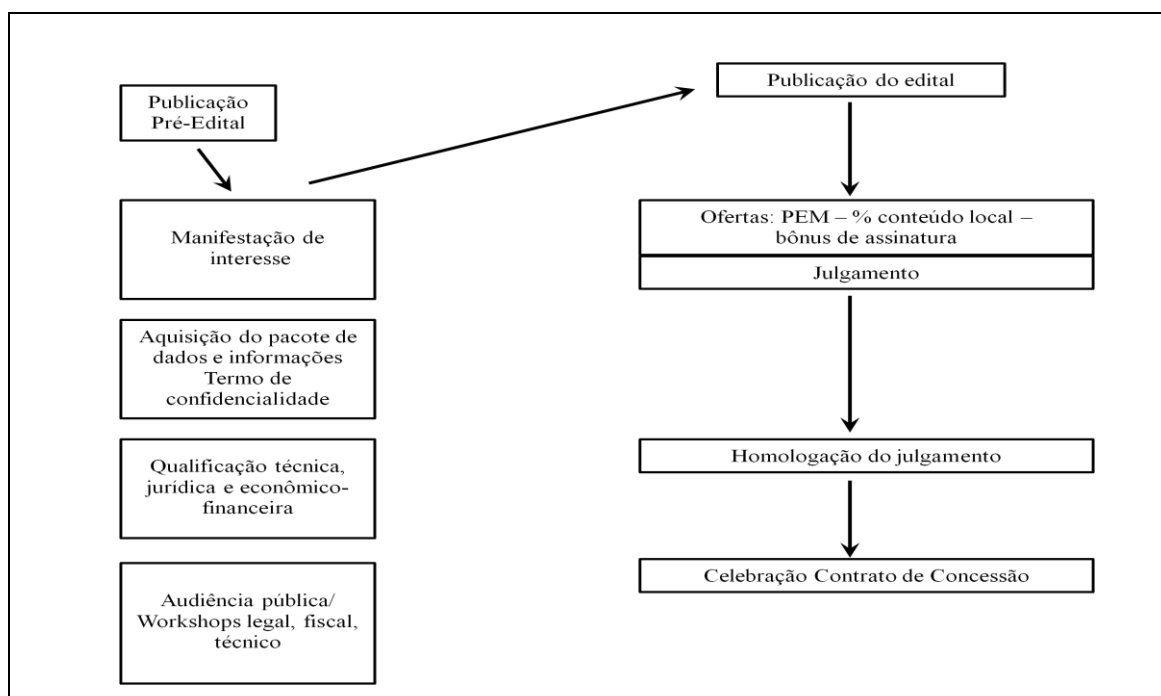


Figura 22 - Procedimento de Licitação

Fonte: Zylbersztajn e Agel, 2013

A partir da descoberta do Pré-sal, em 2007, o governo deu início a um novo debate acerca da mudança do modelo de regulação para o setor petrolífero. Os motivos pelos quais o governo alegou a necessidade de um novo modelo regulatório foram: assegurar, para o país, uma parcela maior das riquezas a serem geradas pelas novas reservas; o baixo risco exploratório; a vulnerabilidade à “doença holandesa”⁴⁴ e um controle maior por parte do governo. Com base nestes motivos, o governo alterou a estratégia para o setor petrolífero. O objetivo principal era que o país não se tornasse um grande exportador de *commodity*, pois, para tanto necessitaria de mais recursos para uma política industrial que privilegiasse o refino e a agregação de valor ao óleo do Pré-sal.

Em meio ao debate, foi constituída, em 2008, uma comissão interministerial com o objetivo de propor alternativas regulatórias. Em 2009, foi apresentada e

⁴⁴ A doença holandesa é uma falha de mercado que atinge todos os países em desenvolvimento que dispõem de recursos naturais abundantes e baratos, fornecendo uma renda que não decorre da produção mais eficiente, mas de diferenciais de produtividade originados nesses recursos. Como resultado, a taxa de câmbio que equilibra a conta corrente é mais apreciada do que a que torna viável a produção de bens comercializáveis que empregam tecnologia no estado da arte. Dependendo da gravidade da doença holandesa, ela pode inviabilizar completamente a indústria de um país (BRESSER-PEREIRA, 2010).

encaminhada ao Congresso Nacional, sob a forma de projetos de lei (5.938/09, 5.939/09, 5.940/09 e 5.941/09), a proposta de um novo marco regulatório do petróleo. Os projetos adotavam o sistema de partilha para exploração e produção em áreas ainda não licitadas e para áreas que fossem consideradas estratégicas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE); criavam uma nova estatal (Pré-sal Petróleo SA); constituíam um Fundo Social Especial por onde passaria a parcela do governo das receitas provenientes da venda do petróleo; concedia direito à Petrobras de explorar e produzir petróleo (limite de 5 bilhões de barris) nas reservas do Pré-sal.

A Lei nº 12.276, de 30/6/2010, autorizou a União a ceder, onerosamente, à Petrobras uma área com o equivalente a 5 bilhões de barris de petróleo. Em contrapartida, a União obteve mais ações da Petrobras. Depois de um processo de venda de ações (capitalização) no mercado, em setembro de 2010, a participação total do Estado brasileiro (União Federal, BNDESPar, BNDES, Fundo de Participação Social e Fundo Soberano somados) aumentou de menos de 40% para 47,8% do capital social da companhia. A Lei nº 12.304, de 2/8/2010, criou a empresa estatal Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), que representará a União nos consórcios para exploração e produção no pré-sal. A PPSA terá, obrigatoriamente, a metade dos membros do comitê operacional de cada consórcio. A outra metade do comitê será dividida entre a operadora (a Petrobras, por determinação legal) e outras empresas vencedoras de licitações para partilha.

Tais propostas constituíram um regime regulador misto para a exploração e produção de petróleo e gás natural. A Lei nº 12.351, promulgada em 22/12/2010, estabeleceu no país, para as áreas não licitadas do polígono do pré-sal e outras estratégicas, o regime de partilha da produção. Para todo o restante do território (98% da área total das bacias sedimentares brasileiras), continua em vigor o regime de concessão estabelecido pela Lei nº 9.478, de 6/8/1997.

O modelo de partilha é entendido como o regime de exploração e produção de petróleo, pelo qual a empresa contratada, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo (*cost oil*), do volume da produção correspondente aos *royalties* devidos, bem como da parcela do excedente em óleo (*profit oil*), na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato. Assim, o Estado remunera os custos de produção e divide com o contratado o excedente em óleo (TCU, 2013).

O processo de licitação ocorre da mesma forma que o modelo de concessão (Figura 22), entretanto, em relação às qualificações técnicas, econômico-financeiras e jurídicas, as empresas interessadas devem se enquadrar em uma das seguintes categorias: **Licitante**

Nível A – Capacidade técnica da sociedade empresária em atividades de exploração e produção com condições de operar em Terra, Águas Rasas, Águas Profundas e Ultraprofundas. Além disso, deverá, obrigatoriamente, possuir experiência em atividades de exploração e produção *offshore* na condição de Operador. **Licitante Nível B** – Capacidade técnica do quadro técnico ou da sociedade empresária em atividades de exploração e produção com condições de operar em Terra e em Águas Rasas.

No modelo de partilha, a ANP promove as licitações e regula as atividades contratadas, sendo que a Petrobras é a única operadora de todos os blocos contratados. O CNPE definirá se os blocos serão outorgados diretamente à estatal ou serão objeto de leilão, caso em que é assegurada à Petrobras participação mínima de 30% nos consórcios a serem constituídos com o vencedor da licitação e com a Pré-sal Petróleo S.A (PPSA). A PPSA é uma empresa pública criada para gerenciar e fiscalizar os contratos de partilha, representando a União nos consórcios e comitês operacionais, além de gerir os contratos de comercialização de petróleo e gás natural pertencentes à União em virtude da partilha (TCU, 2013).

As empresas inscritas apresentam suas ofertas, a proposta vencedora é a que oferece o maior excedente em óleo para a União (*proft oil*), sempre tendo em vista o percentual mínimo definido previamente pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A empresa vencedora se responsabiliza pela extração e, conseqüentemente, por todos os investimentos realizados para tal. A empresa também deverá pagar *royalties* e bônus de assinatura e empregar 1% da receita em inovação e pesquisa. Com base nos custos de produção, a empresa vencedora terá o direito a receber, em óleo, uma restituição do custo de exploração. Essa parcela é chamada de óleo excedente, ou seja, a parcela de óleo que excede os custos de exploração e pode ser mais bem observada no esquema ilustrado na Figura 23.

Em síntese, pelo regime de concessão, o óleo extraído pertence à concessionária, que paga ao Estado tributos e a indenização (*royalties*, a mais conhecida) pelo uso dos recursos naturais. A concessionária também deve destinar uma parte da sua produção ao mercado interno. Já no contrato de partilha, a propriedade do óleo explorado é da União e o óleo-lucro ou *Profit Oil* (diferença entre o volume produzido e o custo de exploração e produção) é dividido com a empresa operadora. Ao final do contrato, não é garantido à empresa operadora a total recuperação dos seus investimentos.

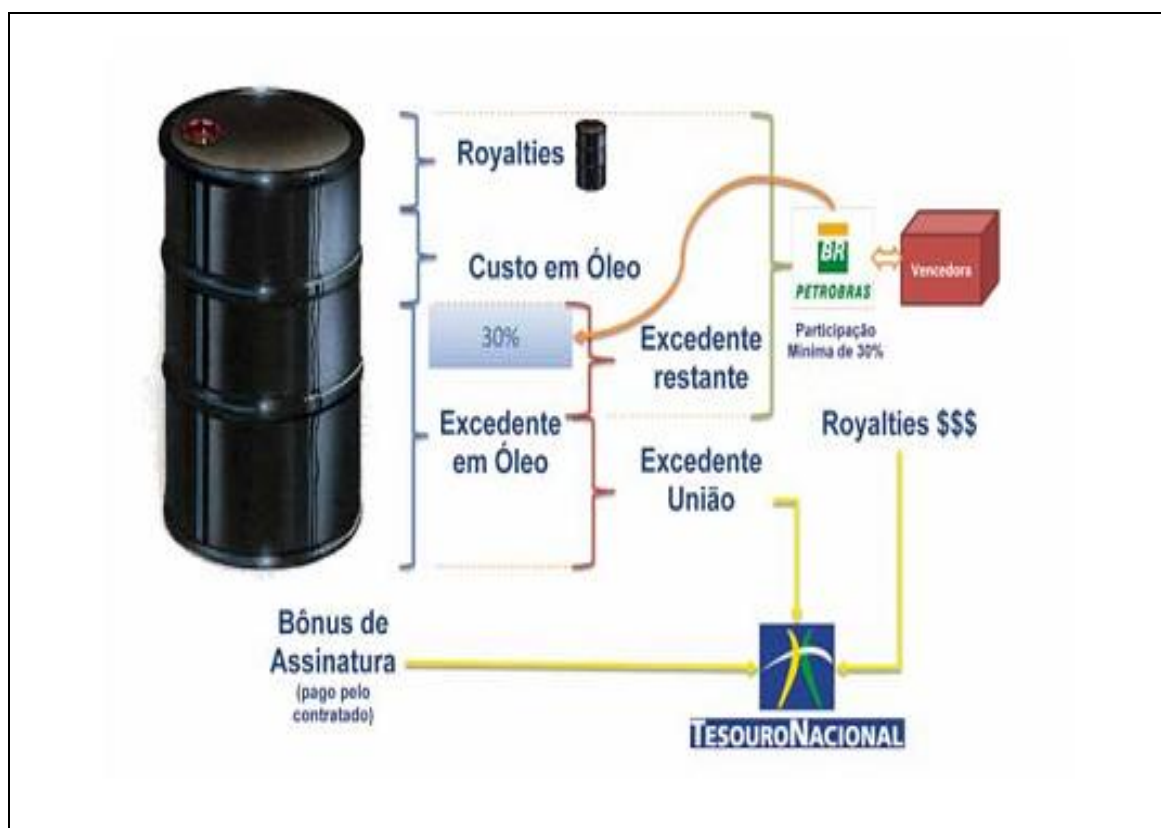


Figura 23 - Modelo de Partilha

Fonte: TCU, 2013

O fim do monopólio promoveu mudanças significativas no setor petrolífero nacional, como pode ser observado no desempenho dos indicadores selecionados na Tabela 11. As reservas provadas e a produção dobraram de 1998 para 2011. Com isso, a dependência das importações de petróleo bruto reduziu em 48%. O crescimento da produção teve impacto sobre as participações governamentais que aumentaram de 0,28 para 25,8 bilhões de reais. Em 2011, 74 empresas participavam do setor petrolífero nacional, o número de distribuidores aumentou 52% e a participação do setor petrolífero no PIB nacional passou de 2% para 12% (Tabela 11).

Tabela 11 - Evolução dos Indicadores do Setor Petrolífero Brasileiro 1998 - 2011

Indicador	1998	2011
Participação do Setor Petrolífero no PIB	2%	12%
Balança Importações/Exportações	Petróleo - 523,5 mil bbl/dia e Derivados – 143,5 mil bbl/dia	Petróleo – 272,7 mil bbl/dia e Derivados – 289,4 mil bbl/dia
Preço Médio do Petróleo spot	US\$ 14 / bbl	US\$ 105 / bbl
Reservas Provasdas	Petróleo – 7,36 bilhões bbl	Petróleo – 14,3 bilhões bbl
Produção	Petróleo – 1,004 milhões bbl/dia	Petróleo – 2,10 milhões bbl/dia
Participações Governamentais	R\$ 0,28 bilhões	R\$ 25,8 bilhões
Empresas Atuantes	1 empresa nacional	38 empresas nacionais, 36 empresas estrangeiras
Oleodutos (Transporte de Derivados)	4.655 km	4.792 km
Capacidade Nominal de Refino	14 Refinarias - 1.961, 4 mil bbl/dia	16 Refinarias - 2.115,9 mil bbl/dia
Agentes Econômicos no Mercado	150 distribuidores de combustível líquido	228 distribuidores de combustível líquido
Postos de combustível	33 mil	38 mil

Fonte: ANP, 1998 e 2011.

Embora o fim do monopólio estatal e as mudanças institucionais apontassem para o aumento da concorrência, a Petrobrás ainda preserva suas barreiras à entrada e um significativo poder de mercado. Esta situação ainda pode se modificar no longo prazo, à medida que as empresas entrantes demonstrarem vantagens competitivas por possuírem estrutura verticalizada, economias de escala e atuação internacional.

5.2 Reservas, Produção e Consumo de Petróleo no Brasil.

5.2.1 Reservas provadas

Os resultados ou dados obtidos pela atividade exploratória (pesquisas nas bacias sedimentares) podem ser sísmicos (que se valem de métodos geofísicos de reflexão e/ou refração de ondas) ou não sísmicos (utilizam métodos gravimétricos e magnetométricos) e são realizadas pela ANP, pelos concessionários, por Empresas de Aquisição de Dados (EAD) ou ainda por instituições acadêmicas (ANP, 2012).

Esses estudos são importantes, uma vez que permitem o levantamento do potencial para exploração. Em 2011, foram levantados pouco mais de 5,7 mil km de dados geofísicos sísmicos 2D não exclusivos (áreas livres de concessões e autorizadas

pela ANP), área 82,8% menor em comparação ao ano anterior e 7,7 mil km de dados geofísicos sísmicos exclusivos (adquiridos por concessionários nos limites de sua área de concessão). Quanto à sísmica 3D, foram realizados 9,7 mil km² de levantamento de dados não exclusivos, 82,3% a menos que em 2010 e 6,7 mil km² de levantamento de dados exclusivos, área 40,9%.

No que se refere aos métodos potenciais, foi realizado o mapeamento de 45,2 mil km (dados não exclusivos) e 7,6 mil km (dados exclusivos) por meio da gravimetria, e 169 mil km (dados não exclusivos) e 7,5 mil km (dados exclusivos) por meio da magnetometria. Há também os dados de fomento, que são os adquiridos pela ANP por intermédio de empresa contratada ou instituições conveniadas ou acadêmicas. Em 2011, foram levantados 123,9 mil km por gravimetria e 111,9 mil km por meio da magnetometria.

Todo o esforço em pesquisa contribuiu para elevar, durante as três últimas décadas, o número de reservas de petróleo brasileiras. As reservas provadas de petróleo (que representam em torno de 50% das reservas totais), no Brasil, registram um crescimento médio anual de 0,9% em todo o período analisado (1980 a 2012) como mostra a Figura 24.

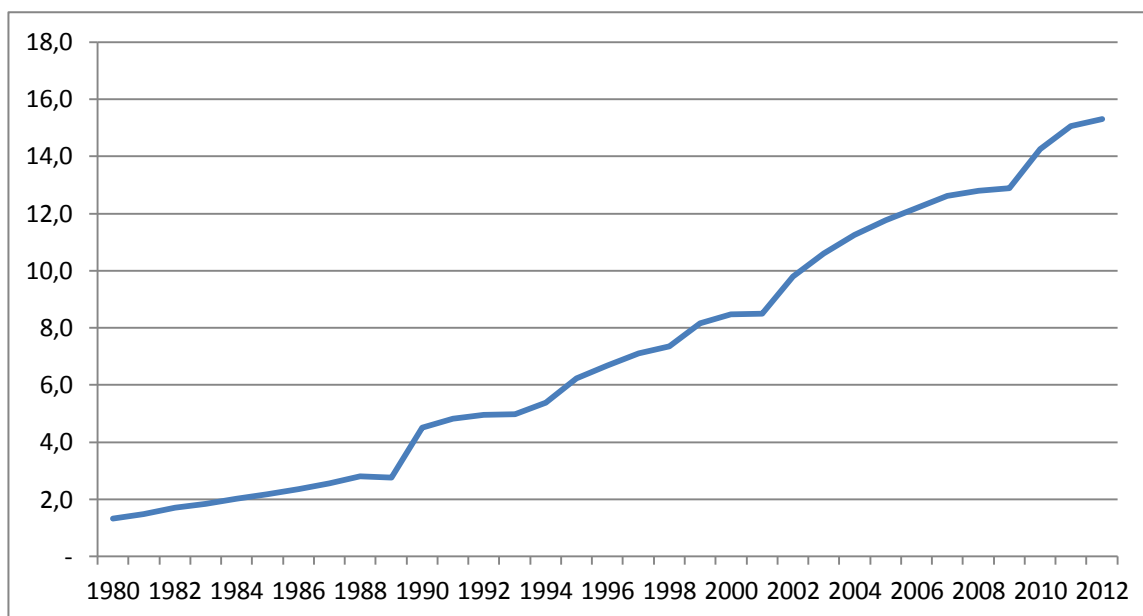


Figura 24 - Evolução das Reservas Provadas no Brasil - 1980 a 2012 (milhões de barris diários)

Fonte: BP 2013

A partir dos anos 2000, o ritmo das descobertas aumentou, como consequência dos ganhos tecnológicos. Um levantamento realizado pela consultoria internacional IHS Cera revelou que o País lidera o ranking mundial das maiores descobertas de hidrocarbonetos entre 2001 a 2010. Das 35 descobertas de hidrocarbonetos com mais de 1 bilhão de barris, registradas entre 2001 e 2010, 11 pertencem ao Brasil (35 bilhões de barris) e equivalem a cerca de um terço de todo o volume listado no ranking (BP, 2013).

Em 2011, as reservas provadas aumentaram 5,6% em relação ao ano anterior e atingiram a marca de 15 bilhões de barris, deste total, 93,9% *offshore*. A distribuição dessas reservas no território nacional apresenta-se bem desigual, quase 80% estão situadas no estado do Rio de Janeiro, 8,9% no estado do Espírito Santo, 2,6 em São Paulo e 8,8% estão divididos nos demais estados da Federação, como visto na Figura 25, a seguir. O aumento das reservas provadas fez do Brasil um dos maiores detentores de reservas petrolíferas do mundo, ocupando a 4ª posição no ranking mundial e tornando-se um dos países mais atrativos para a indústria petrolífera (Figura 25).

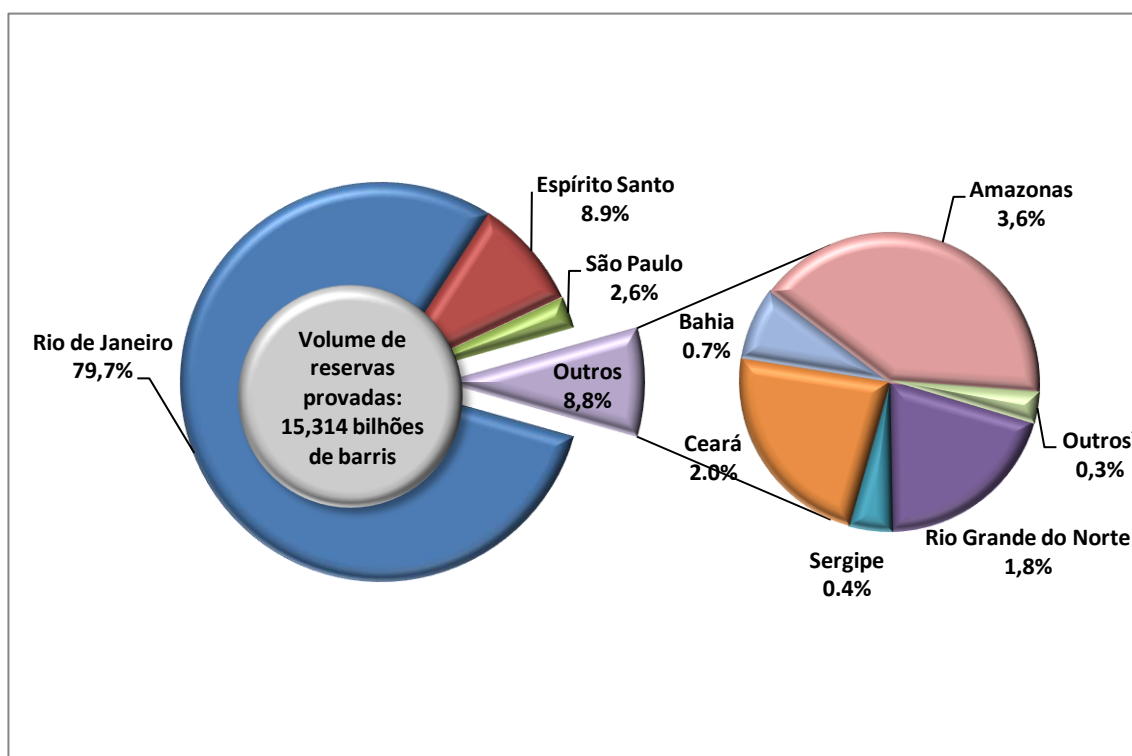


Figura 25 - Distribuição Percentual das Reservas Provadas Brasileiras de Petróleo, segundo Unidades da Federação –2012

Fonte: ANP/SDP, 2013 (Tabela 2.4)

O aumento das reservas provadas de petróleo coloca o Brasil entre os países com maior potencial de produção de petróleo no mundo. O setor petrolífero brasileiro já representa mais que uma preocupação com a segurança energética, atualmente é responsável por mais de 12% do PIB nacional (ANP, 2012).

5.2.2 Produção de Petróleo Brasileira

A produção de Petróleo no Brasil se intensificou a partir dos anos 1980, quando a estratégia da política energética no país foi a de diminuir a dependência das importações de petróleo e derivados para garantir o abastecimento doméstico. O monopólio estatal ganhou grande expressão nesse período e a produção passou de 180 milhões de barris diários em 1980 para 1.272 bilhão de barris diários em 2000, um crescimento médio anual de 2,47% (Figura 26).

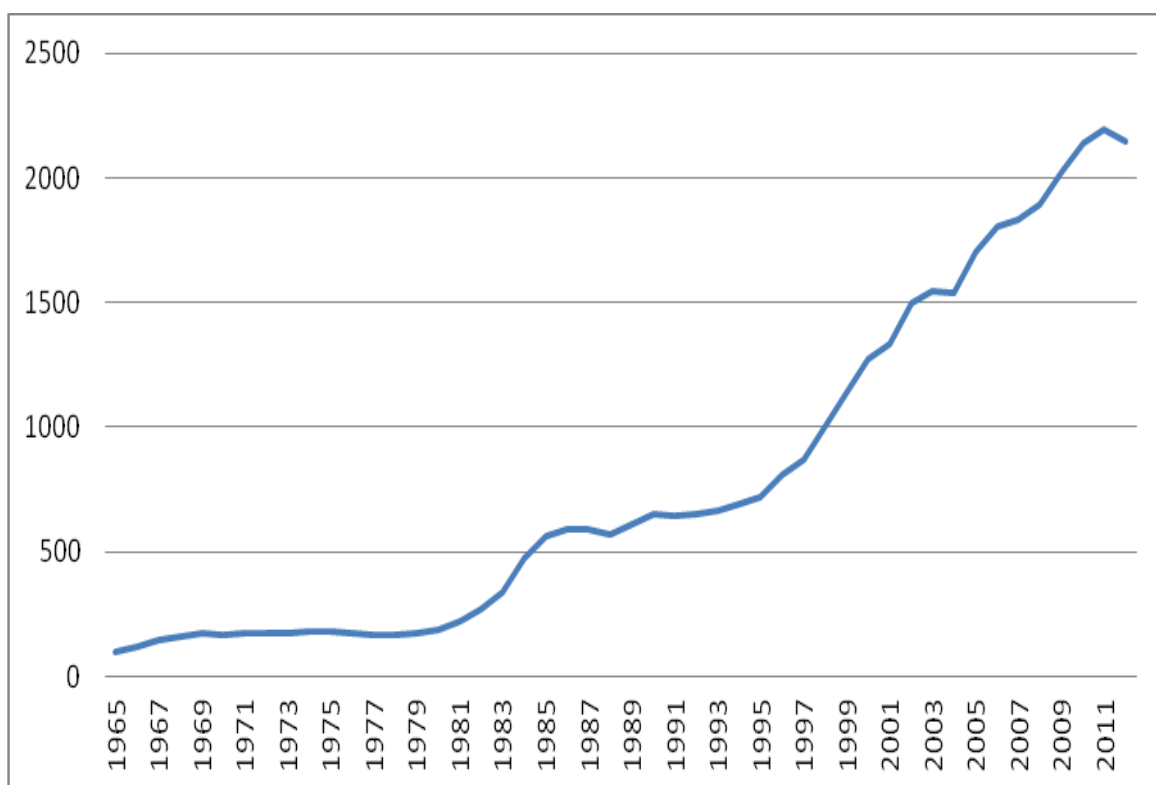


Figura 26 - Evolução da Produção de Petróleo no Brasil - 1965 a 2012 (milhões de barris diários)

Fonte: BP, 2013

Na última década, o crescimento da produção brasileira foi ainda mais intenso, como mostra a Figura 26 a seguir, o crescimento médio anual foi de 4,2% e a quantidade produzida passou de 1.497 bilhões de barris diários, em 2002, para 2.149 bilhões de barris diários em 2012. A relação reserva/produção (R/P) de petróleo passou, nesse mesmo período, de 18,5 anos para 19,6 anos, um crescimento médio de 0,7% ao ano.

O maior objetivo da Petrobras, desde a sua abertura em 1953, a autossuficiência em petróleo, só foi alcançado em 2006. Nesse ano, o número de poços responsáveis pela produção de petróleo subiu 3,6% em relação a 2005, a produção nacional aumentou 5,5% (1,7 milhão barris diários e 628,8 milhões de barris no ano) e o país foi classificado como o 16º produtor mundial de petróleo. O rápido crescimento da demanda, entre 2007 a 2012, fez com que novamente o país necessitasse recorrer às importações para abastecer o mercado interno.

A maior parte da produção brasileira (mais de 90%) vem de poços *offshore*. Desde 2009, o número desses poços aumentou e, em 2011, esse acréscimo foi de quase 10%. Com relação ao número de poços *onshore* (terra), foi registrada uma queda de 25%.

A quebra do monopólio estatal, em 1997, permitiu a entrada tanto de empresas nacionais, como estrangeiras na exploração do petróleo nacional. Em 2012, eram 38 empresas nacionais e 36 estrangeiras. A estatal Petrobras continua sendo a principal empresa no setor de petróleo brasileiro, sendo responsável por 91,6% da produção, seguida da Statoil Brasil 1,8%, Shell Brasil, 17%, Sinochem Petróleo 1,2%, BG Brasil 1% , como ilustrado na Figura 27

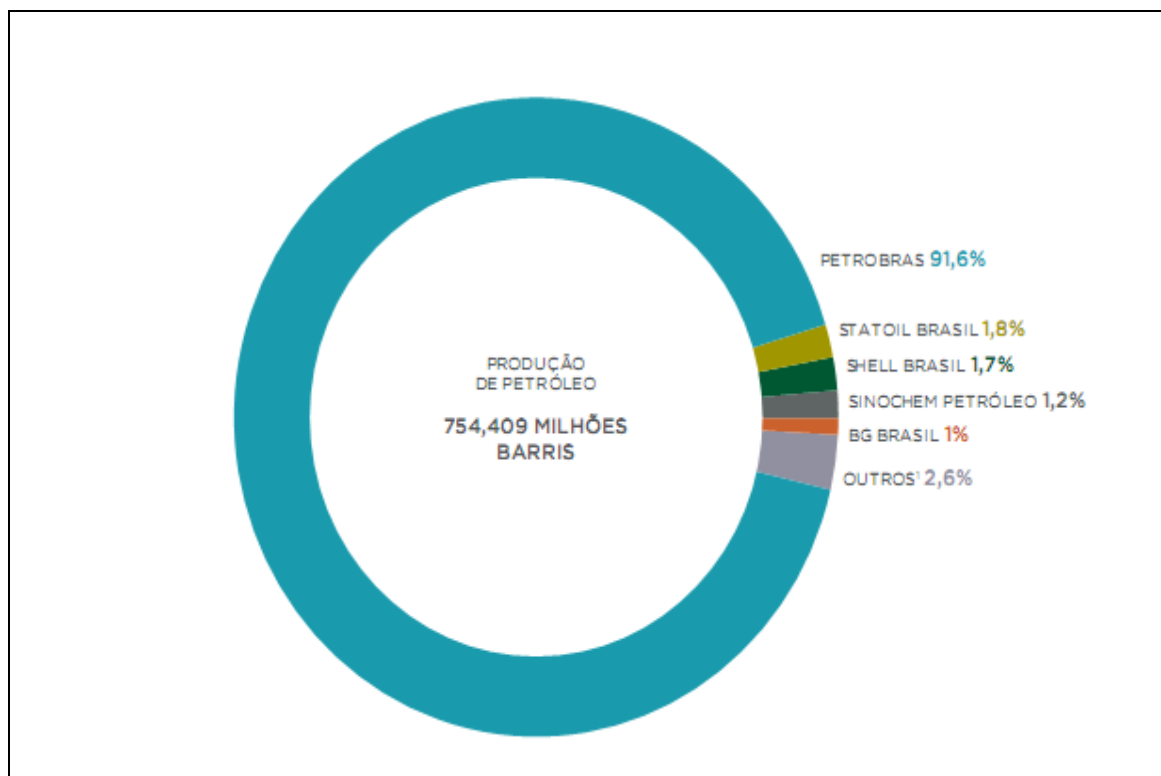


Figura 27 - Produção de Petróleo no Brasil, por Concessionário – 2012

Fonte: ANP, 2013

5.2.3 O Consumo Brasileiro de Petróleo

O aumento do consumo de petróleo sempre colocou a economia brasileira numa situação vulnerável decorrente da grande dependência das importações. Diante das oscilações de preços dos anos 1970, o governo iniciou uma estratégia ainda mais efetiva para assegurar o abastecimento doméstico e seus desdobramentos para o crescimento econômico (Figura 28).

No período entre 1965 a 2012, o consumo de petróleo no Brasil cresceu em média 3% ao ano. Na última década, cresceu cerca de um terço chegando a 2.805 bilhões de barris diários (nono maior consumidor de energia do mundo), devido ao crescimento econômico e ao aumento no nível de renda.

As fontes de energia fósseis representam 53% da matriz energética brasileira, o que, comparado à matriz mundial na qual a participação dessas fontes chega a 81%, mostra certa diversificação. Entretanto, em função do alto volume de investimentos realizados nas últimas décadas na atual infraestrutura de energia e transportes, existe considerável rigidez na composição dessas matrizes energéticas (mundial e brasileira)

ao longo dos próximos anos. Sendo assim, o petróleo e os demais combustíveis fósseis continuarão a dominar as matrizes nas projeções realizadas para 2030. Com relação ao setor de transportes, a participação dos derivados de petróleo, que foi de 93%, em 2010, deve ser de 88%, em 2030 (ANP, 2013).

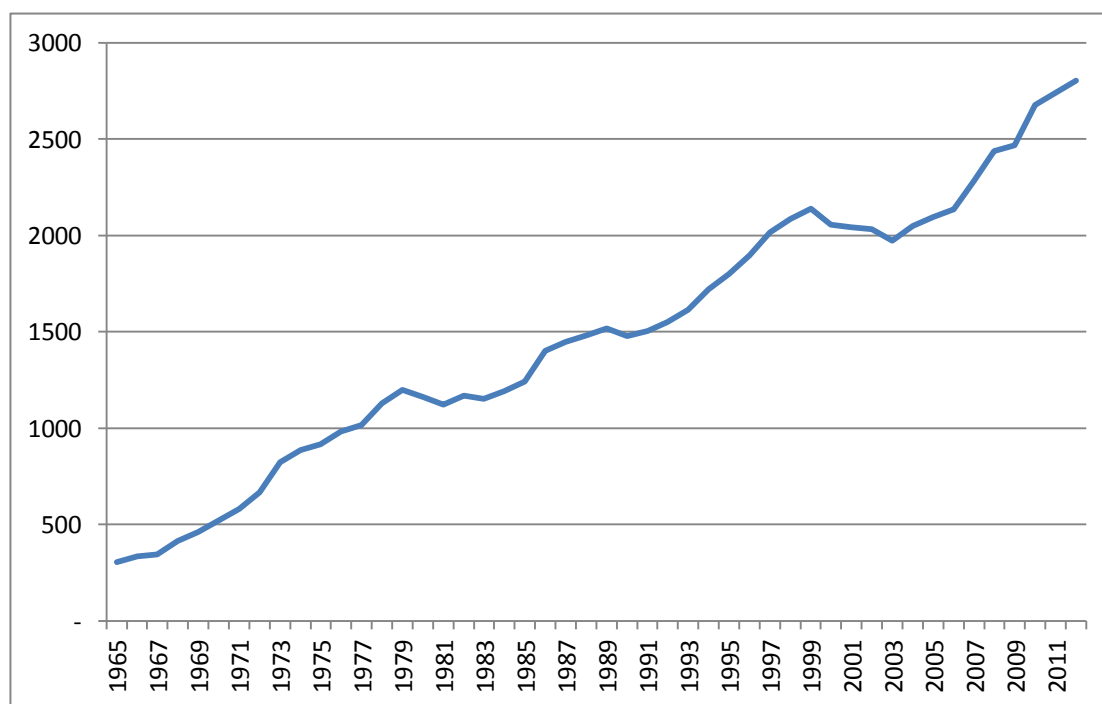


Figura 28 - Evolução do Consumo Brasileiro de Petróleo - 1965 a 2011 (milhões de barris diários)

Fonte: BP, 2012

5.2.4 A Capacidade de Refino de Petróleo Brasileira

A estratégia da política energética brasileira, ao longo do tempo, se reflete na evolução da capacidade de refino de petróleo do país, o que se verifica, claramente, no período após os choques do petróleo na década de 1970, quando a opção brasileira foi a de concentrar os investimentos do então monopólio estatal da Petrobras no segmento *upstream*. Após a flexibilização do monopólio estatal, no entanto, os investimentos no segmento *dowstream* aumentaram, como pode ser observado na Figura 29. Nos últimos treze anos a capacidade de refino passou de 1.961,4 para 2.000 mil barris diários⁴⁵ e a

⁴⁵ Em 1998 o país contava com 14 refinarias (11 da Petrobras), em 2012 eram 16 refinarias (14 da Petrobras).

infraestrutura de transporte passou a contar com mais 137 km de oleodutos (passaram de 4.655 km para 4.792 km).

Mesmo com a elevação dos investimentos no segmento à jusante da cadeia produtiva do petróleo, a capacidade de refino aumentou menos que o consumo (40%) no mesmo período, segundo dados são do Anuário Estatístico da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Esse déficit incorre em dependência externa de derivados e, para amenizar a situação, a Petrobras já deu início à ampliação desta capacidade para 2020, quando o volume de petróleo processado aumentaria em 1,46 milhão de barris por dia, o equivalente a 73% da capacidade atual.

As refinarias brasileiras foram construídas próximas aos principais centros consumidores e à produção, o que ocasionou uma concentração espacial na região sudeste do país. Esta aglomeração das atividades de refino foi estrategicamente pensada e tinha como objetivo as economias de escala na produção e, simultaneamente, na distribuição.

Além da necessidade de ampliação da capacidade já existente, as novas descobertas de petróleo no Brasil apontam para a adequação dessa nova capacidade de refino de óleos cada vez mais pesados e com índices de acidez cada vez mais elevados. Atualmente, a Petrobras importa óleo leve para ser misturado ao óleo pesado nacional para o processamento em suas unidades.

O processamento de óleo pesado e ultrapesado tem que passar por um processo de separação da água que é extraída em grande quantidade junto ao óleo. Para tanto, as plataformas precisam dispor de equipamentos específicos e do uso de produtos químicos tornando o processo mais demorado. Além da água, a alta acidez dos óleos brasileiros provoca corrosão durante o processamento o que diminui a vida útil dos equipamentos. A complexidade do processo de refino dos óleos pesados fez com que o custo de refino de um barril de petróleo no Brasil passasse de US\$ 2,00, em 2006, para US\$ 4,62, em 2012 (TAVARES, 2005).

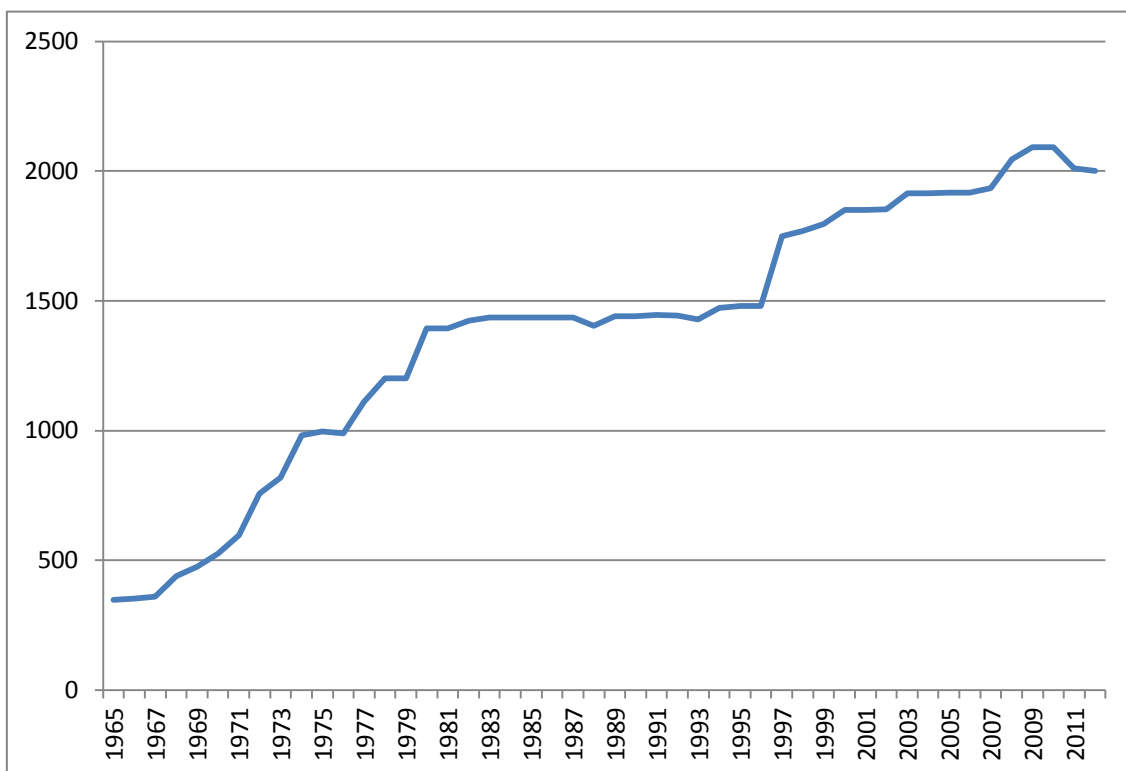


Figura 29 - Evolução da Capacidade de Refino de Petróleo Brasileira - 1965 a 2011 (milhões de barris diários)

Fonte: BP, 2012

A adequação das refinarias brasileiras prevê a construção e ampliação de unidades de conversão. Um exemplo de um programa bem sucedido de desenvolvimento de tecnologia da Petrobras é o programa Fundo de Barril que, no início dos anos 80, foi criado para permitir a adequação do perfil de produção das refinarias do Sistema Petrobras à demanda nacional e baseou-se em modificações nos projetos ou nas condições operacionais de algumas de suas unidades (basicamente destilação atmosférica e a vácuo, craqueamento catalítico, coqueamento e desasfaltação a propano), para reduzir a produção de óleo combustível e aumentar a produção de óleo diesel (TAVARES, 2005).

A adequação e a ampliação da capacidade de refino fazem parte das novas diretrizes estratégicas da Petrobras o que pode ser percebido na ampliação dos fluxos de IDE para o setor. A maior capacidade de refino vai permitir, além do atendimento da demanda doméstica, a agregação de valor e o aumento do volume das exportações líquidas da Petrobras. Uma vez que o petróleo é valorizado no mercado internacional, segundo suas características físicas (especialmente densidade e acidez) ante os óleos marcadores, a exportação do petróleo cru brasileiro (19°API – denso) perde valor. Por

isso, tão importante é o processo de transformação desse óleo em derivados de alto valor no mercado internacional.

5.3 Fluxos de Comércio Exterior de Petróleo do Brasil

O desenvolvimento e crescimento da indústria petrolífera brasileira ocorrem a partir da vulnerabilidade causada pela dependência do petróleo importado. As alterações do nível de preço internacional do petróleo, nos anos 1970 (choques do petróleo), expuseram a economia brasileira a dificuldades em relação ao abastecimento interno. Este foi o período mais crítico no que diz respeito às importações de petróleo e a preocupação com a autossuficiência energética.

Todo o esforço do governo para que a produção de petróleo se elevasse começou a ser recompensado a partir da década de 1980 com o aumento da produção nacional. As inúmeras descobertas e a intensificação da produção, nos anos 2000, fizeram com que o excedente produzido no país fosse exportado e, em 2009, o país passou à categoria de exportador líquido de petróleo (Figura 30).

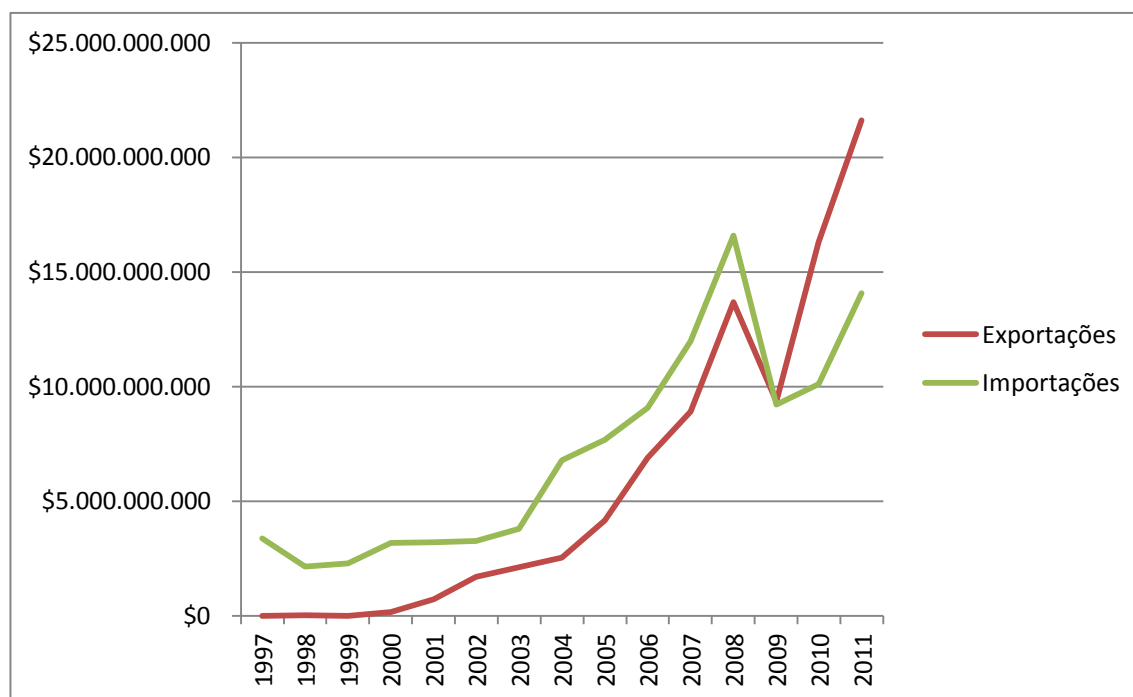


Figura 30 - Exportações e Importações de Petróleo - Brasil - 1997 a 2011 (milhões de dólares)

Fonte: UNCTAD, 2012.

Mesmo diante do crescimento das exportações líquidas de petróleo bruto (a partir de 2009), o Brasil continua importando volumes expressivos de petróleo bruto. A dependência externa que ainda se refere à densidade do óleo extraído no território nacional (pesado) e à atual capacidade de refino (adequada a óleo leve). O país necessita da importação de óleo de menor densidade, cujo valor das importações é superior ao valor das exportações (óleo bruto denso), o que ocasiona déficit no balanço comercial. Como observado na Figura 30, a inserção do petróleo brasileiro no mercado internacional é muito recente, assim sendo, os resultados dos indicadores, mostrados a seguir (Tabela 12), são, ainda, de certa forma, modestos, entretanto sinalizam uma tendência promissora de crescimento.

Tabela 12 - *Market Share*, Vantagem Comparativa Revelada e Índice de Grubel Lloyd – Brasil – 1997 a 2011

Período	MS	VCR	IGL
1997	0.00%	0.00	0.00
1998	0.01%	0.01	0.01
1999	0.00%	0.00	0.00
2000	0.05%	0.05	0.09
2001	0.24%	0.25	0.37
2002	0.55%	0.57	0.68
2003	0.58%	0.58	0.72
2004	0.54%	0.49	0.54
2005	0.67%	0.56	0.70
2006	0.80%	0.67	0.86
2007	1.06%	0.88	0.85
2008	1.09%	0.84	0.90
2009	1.27%	0.99	0.99
2010	1.80%	1.31	0.77
2011	2.71%	1.71	0.79

Fonte: Elaboração própria a partir UNCTAD, 1997 a 2011.

O indicador de *Market Share* (MS) no início do período analisado mostra-se não significativo, o que demonstra a clara dependência das importações. Com os sucessivos aumentos da produção este indicador começa a refletir uma maior quantidade de petróleo bruto saindo do país. Em 2007 este indicador chega a 1,06% do total das exportações mundial de petróleo. Em 2011, a participação das exportações brasileiras de petróleo cresce mais de 155% em relação à 2007, como pode ser visto na Tabela 12.

Apesar da pouca expressividade das exportações nacionais perante as exportações mundiais de petróleo (2,71%), é preciso considerar a tendência de crescimento dessa participação, a partir de 2006, quando a produção conseguiu gerar excedente de petróleo bruto para exportação. De 2006 a 2011, o *Market Share* brasileiro cresceu quase 239% (Tabela 12). Este indicador capta a competitividade por meio de uma avaliação das exportações *ex post*. Neste sentido, a competitividade é um reflexo do desempenho e é expressa na participação no mercado (*Market Share*) alcançada por uma firma em um mercado em um momento do tempo. Segundo Kupfer (1991), a participação das exportações da firma ou da indústria no comércio internacional total da mercadoria configura-se no indicador mais imediato da competitividade internacional.

O crescimento do volume de petróleo exportado tem impacto sobre o indicador de Vantagem Comparativa Revelada (VCR), evidenciando o claro avanço das exportações brasileiras de petróleo. É importante salientar o papel fundamental do aumento da demanda mundial por petróleo nesse período, uma vez que é a demanda que, ao arbitrar a quantidade a ser importada, define a posição competitiva da indústria. Dessa forma, sancionando ou não as ações produtivas, comerciais e de marketing que as empresas tenham realizado.

No início dos anos 2000, o indicador VCR mostra-se abaixo da unidade (0,25) e no final do período analisado, superior à unidade (1,71, em 2011). O crescimento desse indicador caracteriza um aumento da vantagem comparativa da produção de petróleo nacional.

Segundo Kupfer (1991), a competitividade é o resultado de um vasto conjunto de fatores (preço e não preço)⁴⁶ dentre os quais a eficiência técnica produtiva é apenas um deles e nem sempre o mais importante. Neste contexto verifica-se que o aumento da competitividade do petróleo brasileiro está relacionado: ao crescimento do segmento de E&P; ao avanço dos investimentos e da tecnologia, internacionalização da indústria petrolífera nacional e quebra do monopólio estatal, elevação dos preços internacionais do petróleo e aumento da demanda.

O ganho de eficiência que ocasionou a evolução da vantagem comparativa revelada nesse período também pode ser observado no aumento de 68% da arrecadação da Participação Especial da União sobre a Produção de Petróleo de 2003 a 2011. A

⁴⁶ Os fatores não preço incluem: a qualidade de produtos e de fabricação e outros similares, a habilidade de servir ao mercado e a capacidade de diferenciação de produtos. Todos esses fatores são parcial ou totalmente subjetivos.

Participação Especial trata-se de um percentual adicional cobrado sobre o volume de petróleo extraído de campos considerados com produtividade acima do esperado (ANP, 2013).

Embora essa análise se refira as trocas comerciais de uma *commodity*, no caso do petróleo, especificamente, isso não implica apenas em trocas interindustriais. O motivo é a relação entre a tecnologia disponível para o refino e as características químicas do óleo produzido. Quando a capacidade de refino instalada não corresponde à necessidade da produção, verificam-se trocas de diferentes tipos de petróleo bruto, caracterizando comércio intraindustrial. Para avaliar a parcela do comércio intraindustrial, utilizou-se o Indicador de Grubel Lloyd (IGL).

No caso brasileiro, o país produz mais petróleo bruto do que a sua demanda interna (atualmente, de 1,9 milhão de barris por dia). No entanto, como cerca de 70% da produção é de petróleo mais pesado e a estrutura de refino (11 refinarias construídas nas décadas de 1970 e 1980) não é totalmente adequada para o processamento desse tipo de óleo, ainda é necessário importar petróleos leves (tipo Brent e o WTI), para serem adicionados ao petróleo pesado, no processo de refino, e aumentar a produção de derivados leves e médios, como gás de cozinha, gasolina, nafta petroquímica e óleo diesel. Esse volume de petróleo bruto importado refere-se a parcela do comércio intraindustrial.

As novas descobertas na Bacia de Campos (Campo de Marlim) aumentaram a produção e a capacidade de refino nacional ficou insuficiente. Diante disso, a solução tem sido exportar o excedente de óleo pesado. O aumento das exportações foi captado pelos indicadores VCR e MS e discutidos anteriormente.

Já a evolução do indicador de Grubel Lloyd (IGL) que passou de 0 (comércio totalmente interindustrial), em 1997 para 0,79 em 2011, reflete um considerável crescimento na parcela do comércio intraindústria. Explicado pelo aumento da demanda por derivados, decorrente do crescimento da renda, da perda de competitividade do etanol e da limitação da capacidade de refino do país.

A queda de 26% do indicador IGL, a partir de 2010, mostra resultado positivo das políticas adotadas anteriormente no *downstream*. Essas políticas tinham como objetivo a readequação das refinarias à produção nacional, diminuindo a pressão sobre as importações. Entretanto, após 2010, as perspectivas de evolução da capacidade do parque de refino nacional ficaram condicionadas a um contexto de escassez de recursos. Diante dessa nova realidade a Petrobras foi obrigada a postergar os investimentos no

downstream, para não prejudicar o andamento dos projetos mais rentáveis do *upstream*, sobretudo aqueles relacionados ao desenvolvimento dos campos da camada pré-sal. O reflexo dessa reversão no destino dos investimentos é a dependência do comércio intraindustrial, ou melhor dizendo, da importação de óleos leves (ANP,2013).

A avaliação dos indicadores MS, VCR e IGL compõe uma avaliação do desempenho da indústria brasileira de petróleo no período de 1997 a 2011. Essa avaliação mostrou um ganho de competitividade revelada por meio do comércio internacional. Segundo Mancke (1974) apud Kupfer (1991) um dos determinantes de maior relevância para o desempenho *ex post* é o grau de sucesso dos investimentos escolhidos, o que se confirma na indústria petrolífera brasileira.

5.4 Fluxos de IDE no Brasil na Indústria de Petróleo

O Brasil tem sido um dos mais importantes receptores de IDE entre os países em desenvolvimento a partir de meados dos anos 1990, o que ocorre em razão do aumento do grau de internacionalização da base produtiva da indústria brasileira. De 1996 a 2000 é possível perceber uma maior entrada de IDE no Brasil, que pode ser atribuído à estabilização econômica (após o Plano Real), ao processo de privatização de vários segmentos industriais e de serviços e às reformas estruturais. Nesse período, US\$ 29,6 bilhões sob a forma de IDE, predominantemente na modalidade F&A (Fusões e Aquisições), foram destinados somente às privatizações, o que correspondeu a um quarto (1/4) do total do IDE líquido (HIRATUKA e SARTI, 2011; UNCTAD, 2012).

Em referência à composição setorial dos fluxos de IDE, é possível perceber alterações significativas ao longo do período analisado. Antes de 1996, os investimentos se concentravam no setor industrial (67%) e entre 1996 e 2000, os fluxos se concentram no setor de serviços (63% em 2000), principalmente telecomunicações, energia elétrica e serviços financeiros. No período entre 2006 a 2008, os investimentos diretos externos buscaram oportunidades nos setores agrícola e extrativo.

O aumento do preço das *commodities* minerais, energéticas e agrícolas diante do crescimento da demanda mundial impulsionaram as estratégias de segurança alimentar e energética em vários países, e isso impulsionou os fluxos de IDE para países intensivos em recursos naturais, como o Brasil. Esta tendência se confirma nos dados do setor petrolífero brasileiro apresentados na Figura 31.

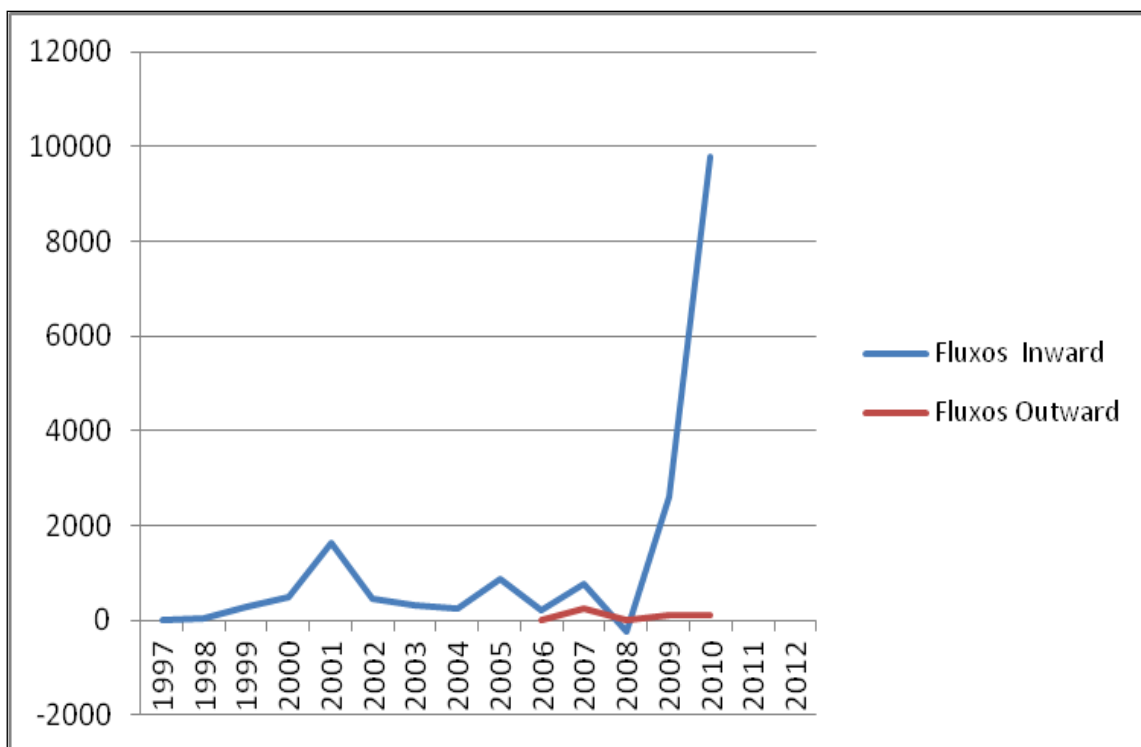


Figura 31 - Fluxos de IDE da Indústria Petrolífera Brasileira 1997 a 2012 (em milhões de dólares)

Fonte: UNCTAD, 2013.

Com relação à indústria petrolífera nacional, é possível perceber a presença de empresas transacionais e um tímido aumento no grau de internacionalização entre 2006 e 2010. Isso porque a Petrobras buscou, inicialmente, direcionar seus investimentos ao acesso dos recursos naturais, ou seja, ao segmento *upstream*, no Brasil e exterior. Somente após 2006, a empresa começou a investir em refino e distribuição como estratégia para a expansão da capacidade de refino no exterior. Entretanto, após as descobertas do petróleo na camada pré-sal e as mudanças na conjuntura econômica internacional após a crise financeira de 2008, a Petrobras decidiu retomar os investimentos para a expansão da capacidade de refino internamente. A ampliação e a modernização da capacidade de refino brasileira prevê a inserção do petróleo brasileiro no mercado mundial sob a forma de derivados, o que significa o aumento do valor agregado das exportações e a redução da dependência das importações de óleos leves e derivados (Figura 32).

A entrada de IDE nas atividades de exploração aumentou após a quebra do monopólio estatal em 1997 (Figura 32), reflexo da estratégia de direcionamento dos investimentos para essas atividades, o acentuado aumento na demanda por esta

commodity, o aumento no nível de preço do petróleo e principalmente ao número crescente de descobertas no Brasil. Por se encontrar em uma posição privilegiada com relação à evolução futura das reservas e da produção de petróleo (Pré-Sal) o país passou a ser um dos principais destinos dos investimentos em projetos *resource seeking* e *asset seeking*, dessa forma a disponibilidade de recursos naturais energéticos passou a se constituir uma vantagem comparativa.

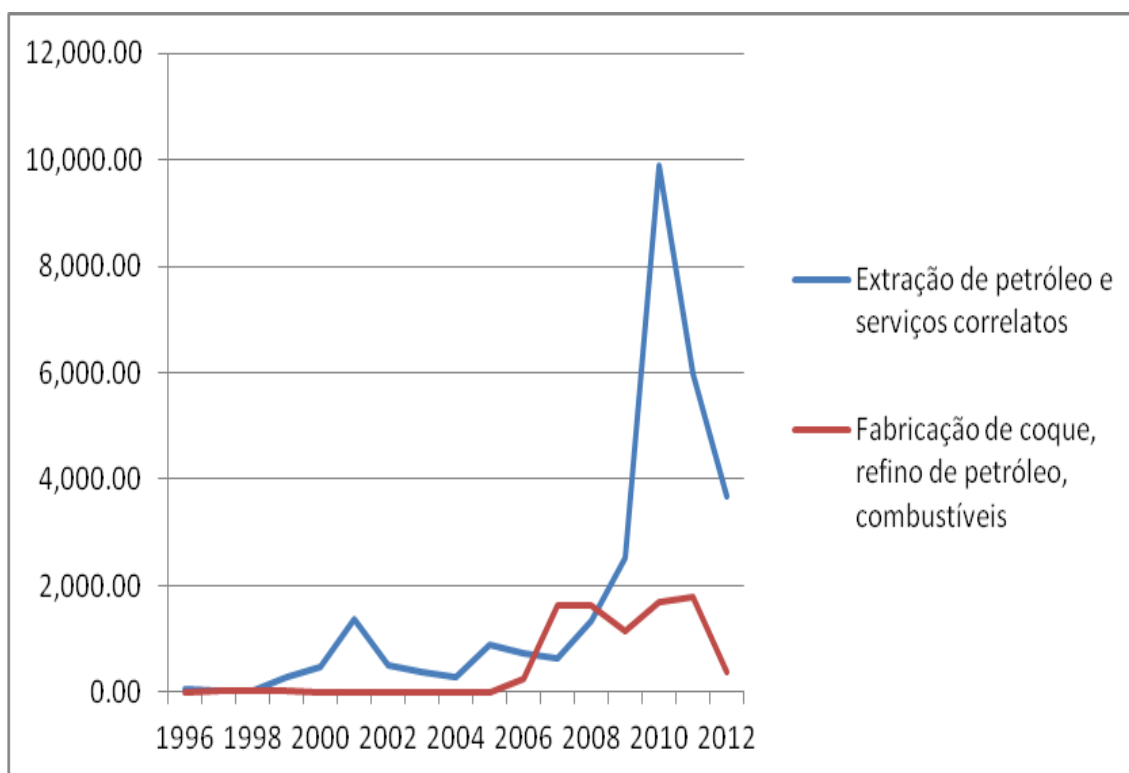


Figura 32 - IDE Destinado a Extração e ao Refino de Petróleo no Brasil -1996 a 2012 (em milhões de dólares)

Fonte BACEN, 2013.

Os investimentos diretos externos (IDE) têm sido fonte considerável de financiamento à exploração do petróleo brasileiro. Em 2010, aproximadamente US\$ 10,17 bilhões foram investidos somente pelos chineses na aquisição de campos de petróleo do Pré-sal (ACIOLY, PINTO e CINTRA, 2011). No entanto tais investimentos (E & P) estão sujeitos a longos períodos de retorno sob um elevado grau de incerteza. Assim sendo, a tendência de aumento nos custos de exploração tem se tornado uma questão central na criação de valor nessa atividade.

Mesmo diante da reversão da estratégia quanto à capacidade de refino interna, a empresa brasileira continuou a intensificar seu processo de internacionalização como

forma de ampliar a competitividade, garantindo o acesso ao petróleo e aos outros mercados. Segundo Alem e Cavalcanti (2005), a internacionalização também permite a reestruturação econômica, uma vez que contribui para a intensificação dos fluxos de tecnologia. Assim sendo, a Petrobras aumentou sua dimensão espacial por meio da realização de investimentos em todos os continentes. Por meio de suas unidades, empresas subsidiárias, representações comerciais e financeiras, a Petrobras detém atividades de exploração, refino e distribuição de petróleo em 24 países além do Brasil, como é mostrado no quadro a seguir.

Figura 33 - Dimensão Espacial das Atividades Internacionais da Petrobras - 2013

País	Início	Atividades realizadas pela PETROBRAS
EUA	1987	em parceria com algumas das maiores empresas petrolíferas mundiais, participa da exploração e da produção petrolífera em águas americanas.
MÉXICO	2003	operador em contratos de serviços de exploração e produção de gás natural nos blocos terrestres de Cuervito e Fronterizo, localizados na Bacia de Burgos, ao norte do país. convênio de colaboração científica e tecnológica com a Pemex, que, atualmente, trata de temas relacionados com jazidas carbonatadas fraturadas, perfuração e águas profundas.
VENEZUELA	2003	exploração e produção de petróleo e gás participação como não operadora, em sociedade com Petróleos de Venezuela SA (PDVSA) e outras empresas, em quatro empresas mistas que operam em campos terrestres de produção no país
COLÔMBIA	1972	exploração e produção de petróleo e gás, além da produção e distribuição (Petrobrás lubrificantes e postos de abastecimento) de combustíveis e lubrificantes em todas as regiões do país em setembro de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a alienação de parte dos ativos da Petrobras Colômbia para a Perenco. Os ativos que fazem parte da transação, ainda sujeita a determinadas condições precedentes usuais, incluem participações em 11 blocos de exploração e produção em terra, assim como nos oleodutos de Colômbia e Alto Magdalena. A Petrobras ainda continuará atuando através dos ativos de exploração <i>offshore</i> e de distribuição, além de um bloco exploratório em terra.

Continua...

PERU	1996	<p>exploração de norte a sul do país, em três diferentes bacias: Marañón, Huallaga e Madre de Dios. Estamos presentes em cinco lotes (blocos) terrestres: quatro em exploração e um em produção. A empresa produz no Peru no Lote X, campo localizado no distrito de El Alto, na bacia de Talara, região noroeste do país.</p> <p>Cabe destacar as descobertas realizadas no Lote 58, operado pela Petrobras. Os poços Urubamba, Picha e Taini são portadores de um volume de recursos contingentes (recuperáveis) de 2,0 Tcf (56,6 trilhões de metros cúbicos) de gás natural e 113,7 milhões de barris de condensado, resultado dos esforços no desenvolvimento do programa exploratório nos lotes onde atua no país. A Petrobras tem uma participação de 100% neste lote, localizado no Departamento de Cuzco, próximo a Camisea.</p>
BOLÍVIA	1996	<p>exploração e produção de gás natural, bem como o transporte de gás natural por dutos.</p> <p>participação em seis blocos em terra, dos quais opera três.</p> <p>participação em transporte – via Transierra – e compressão – na Planta de Río Grande –. Operamos parte dos sistemas de transporte de gás natural para o Brasil e também o gasoduto Yacuiba-Río Grande (Gasyrg) que, em conexão com o Gasoduto Bolívia-Brasil, garante a transferência da produção de gás natural dos campos de San Alberto e San Antonio.</p> <p>Com a estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YFPB), mantém contrato de fornecimento de gás natural para o mercado brasileiro, conhecido como GSA (Gas Supply Agreement). O acordo estabelece a compra de um volume máximo de 30 milhões de metros cúbicos por dia, até 2019.</p>
CHILE	2009	<p>participação, em 2009, da ExxonMobil na Esso Chile Petrolera e em outras empresas chilenas associadas, atua no negócio de combustíveis nos mercados de varejo (participação de 16%), industrial (participação de 7%) e de aviação.</p> <p>Conta com 230 postos de serviços, dos quais 109 próprios (cerca de metade dos postos têm lojas de conveniência); distribuição e venda de combustíveis em 11 aeroportos; sete terminais de distribuição de combustíveis, sendo quatro próprios e três em <i>joint-venture</i>; participação acionária de 22% na Sociedad Nacional de Oleoductos e de 33,3% na Sociedad de Inversiones de Aviación.</p>
ARGENTINA	1993	<p>Possui ativos importantes que vão desde a exploração e produção de petróleo, ao refino e distribuição de combustíveis, além de participação importante na geração e distribuição de energia elétrica.</p>

Continua...

PARAGUAI	2006	Atua na distribuição e comercialização de combustíveis e lubrificantes, no varejo e no mercado comercial. Dentre os produtos oferecidos, estão gasolinas, diesel, álcool, produtos de aviação, óleo combustível, asfalto, lubrificantes e GLP. Por ser considerado logisticamente estratégico para o Brasil (próximo a Argentina, a Bolívia e Brasil), o incremento logístico no país apresenta um ótimo potencial de crescimento com os atuais ativos da nossa empresa no Cone Sul.
URUGUAI	2004	<p>Inicialmente, a atuação da Petrobras neste país se deu por meio da parceria com a estatal uruguaia Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (Ancap) para a distribuição de gás natural no interior do país.</p> <p>Posteriormente, além da distribuição de gás natural e dos postos de serviços em todo o território uruguaio, a empresa brasileira atua na exploração de petróleo na bacia de Punta del Este.</p>
ORTUGAL	2007	<p>opera sete blocos (ainda em fase exploratória) em águas profundas (50% de participação em cada um deles), todos os blocos são <i>offshore</i> com profundidade entre 200 e 3.000 metros.</p> <p>joint-venture para a avaliação e implementação de oportunidades em futuros negócios na área de biocombustíveis. O memorando prevê a realização de estudos de viabilidade técnica, econômica e financeira para a produção, comercialização e distribuição de biocombustíveis. O objetivo é a futura exportação de biodiesel e óleo vegetal para Portugal, onde deverá ser armazenado, comercializado e distribuído.</p>
REINO UNIDO	2010	operações comerciais e o suporte à companhia em Londres, um dos principais centros financeiros do mundo. O primeiro escritório de assuntos de exploração e produção na Europa foi inaugurado em 2010 com o objetivo de contribuir para incorporação das melhores tecnologias disponíveis no mundo, além de acelerar o desenvolvimento dos campos de petróleo, em especial os do pré-sal.
HOLANDA		as holdings sediadas em Roterdã, um dos maiores centros financeiros do mundo e com uma longa tradição de investimentos na indústria de Petróleo e Gás, controlam diversas de nossas atividades fora do Brasil
LÍBIA	1970	<p>Inicialmente, na década de 1970, atuação em áreas <i>onshore</i>, atualmente exploração no mar.</p> <p>A partir de 2005 por meio de licitação da empresa estatal líbia National Oil Corporation, adquiriu os direitos exploratórios (70% de participação) de óleo e gás e de partilha de produção da Área 18, constituída de quatro blocos (Mar Mediterrâneo), com uma extensão total de 10,307 mil km² e com profundidade entre 200 metros a 700 metros.</p>

Continua...

TURQUIA	2006	parceria com a estatal de petróleo local, a Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) e a Exxon Móbil (25% de participação) para exploração do bloco 3922 (Sinop), localizado em águas profundas do Mar Negro. Em 2010 foi perfurado o primeiro poço exploratório na área a 5.500 metros de profundidade
CINGAPURA	1980	O escritório da Petrobras em Cingapura é responsável pelo apoio às atividades comerciais na área de petróleo e derivados para a Ásia, com exceção da China. Atuando, predominantemente, na exportação de petróleo e óleo combustível e na importação de diesel na região e fornecimento de óleo combustível para navios (bunker) em Cingapura
CHINA	2004	acordo de cooperação em 2004, na época da inauguração do escritório da Petrobras na China. Em 2005, o memorando de entendimento com a Corporação Nacional de Petróleo da China (CNPC) tinha como objetivo o desenvolvimento de negócios conjuntos com a nossa empresa, nas atividades integradas do setor, envolvendo refino, dutos e exploração e produção de recursos petrolíferos, em terra e no mar, no Brasil, na China ou em outras regiões do mundo. O escritório da Chinatemp como objetivo apoiar as vendas de petróleo da Petrobras para a China, especialmente do óleo pesado extraído da Bacia de Campos, e operacionalizar os acordos com as estatais chinesas, que trazem a perspectiva de abertura de novos mercados para a nossa empresa, em especial na própria Ásia.
JAPÃO	2000	escritório de representação em Tóquio, que contribuiu para o crescimento da Petrobras, ao conquistar capital de investimento japonês para novas parcerias. Em 2005, iniciou uma parceria, criando a BJE (Brazil-Japan Ethanol), uma <i>joint venture</i> formada entre a Petrobras e a Nippon Alcohol Hambai. A finalidade da BJE é abrir cada vez mais o mercado japonês para a comercialização de etanol do Brasil. Em 2008, passou a atuar no setor de refino com a aquisição de parte da Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha (NSS). Atualmente, possui 100% da Nansei, que está situada na ilha de Okinawa, província mais ao sul do arquipélago japonês.
ÁFRICA (Angola, Benin, Gabão, Namíbia, Nigéria, Tanzânia)	2013	A Petrobras International Braspetro B.V. (“PIBBV”), em conjunto com veículo de investimento gerido e administrado pelo BTG Pactual (“Veículo BTG Pactual”), celebraram instrumento vinculante (“Acordo”) para a formação de uma <i>joint venture</i> (na proporção de 50% cada), para exploração e produção de óleo e gás na África (“E&P”). A constituição da <i>joint venture</i> se dará mediante a aquisição, pelo BTG Pactual e seus clientes através do Veículo BTG Pactual, de 50% das ações de emissão da Petrobras Oil & Gas B.V. (“PO&G”), atualmente integralmente detida pela PIBBV, pelo valor total de US\$ 1,525 bilhão. A operação envolverá, uma vez concluída a reorganização societária em fase de implementação, as sucursais localizadas em Angola, Benin, Gabão e Namíbia, assim como as subsidiárias Brasoil Oil Services Company (Nigéria) Ltd., Petróleo Brasileiro Nigeria Ltd. e Petrobras Tanzânia Ltd. (Plano de Negócios e Gestão 2013-2017).

Fonte: Petrobras, 2013

Os investimentos externos (IDE) recebidos no setor petrolífero brasileiro buscam vantagens ricardianas com relação aos recursos naturais e por isso, mostram-se mais intensos no segmento *upstream*. Sendo assim, o modelo contratual de concessão estabelece a obrigação de o concessionário realizar despesas qualificadas como pesquisa, desenvolvimento e inovação nas áreas de interesse e temas relevantes relacionados ao petróleo, ao gás natural e aos biocombustíveis, em montante equivalente a 1% da receita bruta dos campos em que é cobrada a participação especial (ANP, 2013).

De acordo com a cláusula de pesquisa, desenvolvimento e inovação dos contratos de concessão, pelo menos 50% dos recursos previstos devem ser destinados a universidades ou institutos de pesquisa e desenvolvimento credenciados pela ANP, para a realização de atividades e projetos aprovados por ela. O restante dos recursos pode ser destinado a atividades de pesquisa e desenvolvimento e inovação em linhas de pesquisa ou projetos determinados pelo próprio concessionário, desenvolvidas em suas instalações ou de suas afiliadas, localizadas no Brasil, ou contratadas junto a empresas nacionais (ANP, 2013).

A cláusula de P&D (Participação Especial) tem permitido aumentar, consideravelmente, os recursos para pesquisa, sobretudo para Universidades e Institutos de Pesquisa. De 1998 até o segundo trimestre de 2013, foram gerados R\$ 8,06 bilhões. Esses recursos se referem a 35 campos produtores, sendo 31 oriundos da Rodada Zero (1998), três da Segunda Rodada (2000) e um da Quinta Rodada (2003), sendo R\$ 7,85 bilhões da Petrobras e o restante dividido entre 14 empresas. Segundo estimativas da ANP, o montante acumulado entre 2013 e 2022 poderá chegar a R\$ 26 bilhões (Figura 34).

A aplicação desses recursos ajudou a reduzir o déficit das instituições de ensino superior do país, especialmente em estrutura laboratorial. Entre 2006 e 2011, a ANP autorizou 593 projetos só de estrutura laboratorial, que receberam R\$ 1,56 bilhão de recursos, 73% de todo o montante recolhido pela “cláusula de P&D”. Esses investimentos transformaram algumas universidades e instituições de pesquisa de nosso país em centros de excelência com nível mundial.

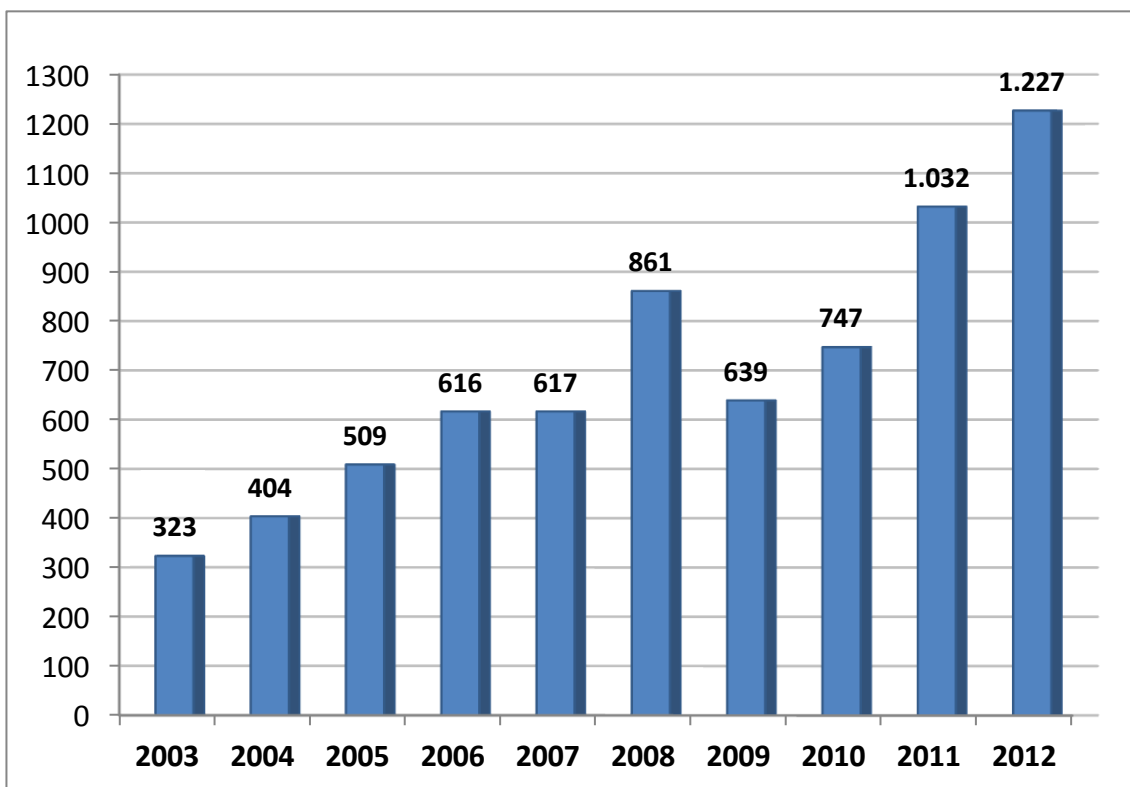


Figura 34 - Evolução dos Investimentos Obrigatórios em Pesquisa e Desenvolvimento –2003-2012 (em milhões de reais)

Fonte: ANP/SPG, 2013 - Tabela 2.21

Este capítulo mostrou a evolução da indústria petrolífera e da estratégia de política energética brasileiras. Os dados avaliados mostram o crescimento do potencial energético do país. As novas descobertas de petróleo intensificaram a produção e alteraram os fluxos de comércio e IDE. O Brasil desponta como exportador de petróleo e aumenta tanto a entrada de IDE como o grau de internacionalização da Petrobras.

Diante da preocupação com a doença holandesa, ocasionada pelo comportamento rentista por parte do governo e da iniciativa privada, o governo brasileiro modificou parcialmente o quadro jurídico e criou um Fundo Social para promover o desenvolvimento do país, a partir das descobertas realizadas no Pré-sal.

Os recursos empregados em P&D são crescentes no período entre 2003 a 2011, o que mostra a importância estratégica dada à pesquisa. Este é um dos caminhos para transpor os desafios tecnológicos em busca da construção de vantagens competitivas para toda a indústria petrolífera e suas correlatas. Isso porque o desenvolvimento industrial não pode ser tratado como uma política de substituição de importações ou de proteção à indústria. Segundo Castro (2009), é preciso buscar os avanços que gerem

mais futuro, mais conectividade, no sentido de que vão espriar efeitos positivos, em relação às novas oportunidades geradas pelo Pré-sal. Faz-se necessária, então, a formulação e coordenação de políticas concebidas em bases inteiramente novas, tanto pelas perspectivas macroeconômicas de longo prazo, quanto à definição dos instrumentos de política energética, industrial, tecnológica, ambiental e social.

6 CONCLUSÕES

Ao longo deste trabalho, foram discutidos os processos de reestruturação ocorridos na IMP ao longo das décadas de 1990 e 2000, bem como seus desdobramentos para o comportamento dos fluxos comerciais e de investimento para essa indústria. Foi possível perceber que as mudanças tecnológicas, organizacionais e financeiras reforçaram a estrutura oligopolizada e internacionalizada da indústria petrolífera, bem como sua competitividade.

Em relação aos fluxos comerciais, foi possível perceber que os países pertencentes ao grupo produtores e importadores apresentaram uma queda no desempenho das exportações. Somado a isso, merece destaque o indicador IGL Chinês, que se mostrou, até os anos 2000, significativo para o comércio intraindustrial, e após este período, mostrou-se intersetorial. Isso é explicado pela estratégia de autossuficiência em produtos derivados de petróleo elaborada pela China nos últimos anos. Os investimentos no *downstream* em parceria (*joint ventures*) com as empresas nacionais de petróleo do Kuwait, da Arábia Saudita, da Rússia, do Qatar e da Venezuela, têm como objetivo a construção de uma indústria petroquímica integrada. A estratégia considera a diversificação das fontes de importação de petróleo bruto, e as refinarias tradicionais que processavam apenas petróleo leve e doce, já estão capacitadas para processar diversas variedades de óleo bruto (mais densos e mais ácidos).

Com relação ao grupo produtores e exportadores, foi possível perceber que todos os países apresentaram indicadores VCR superiores à unidade, o que confirma, conjuntamente com a avaliação do *Market Share* (MS), uma vantagem revelada na comercialização do petróleo bruto produzido. Entretanto foi possível perceber uma tendência de queda do desempenho competitivo nos países do Oriente Médio e, o contrário foi percebido com relação aos países situados no continente americano.

Os resultados mostraram que, no grupo de países produtores e exportadores, o Índice de Grubel e Lloyd (IGL) ficou próximo de zero para a maioria dos países, o que quer dizer que as transações comerciais são quase que totalmente intersetoriais. Somente no caso do Irã, Noruega e do Canadá, o comércio configurou-se intraindustrial.

Os resultados do indicador IGL mostram que o comércio intraindustrial de petróleo bruto refere-se a questões relacionadas à logística de transporte, como no caso do Canadá, de dotação de recursos naturais (diferenças de densidade e acidez do

petróleo), como no Irã, na China e na Noruega. Esta troca de tipos diferentes de petróleo é necessária por causa da estrutura de refino. Os novos investimentos procuram se adequar às novas técnicas que permitem refinar óleos mais densos. Sendo assim, futuramente, o progresso em relação ao refino, poderá, no caso do petróleo cru, reduzir significativamente ou até mesmo eliminar o comércio intraindustrial.

As relações comerciais da indústria petrolífera apontam para um comércio interindustrial, entretanto isso não significa que esta indústria esteja relacionada à teoria tradicional do comércio internacional de Heckscher-Ohlin. Embora a dotação de fatores seja importante e, até mesmo, imprescindível para a indústria petrolífera, a determinação dos preços, das quantidades produzidas e dos investimentos está condicionada à presença de economias de escala, nas atividades de E&P, refino e de transporte, à estrutura oligopólica, à internacionalização e aos riscos e incertezas.

Com relação à indústria petrolífera brasileira, observou-se significativo aumento da produção, que se refletiram na evolução dos indicadores de comércio (MS, VCR e IGL). A maior competitividade da indústria brasileira de petróleo se traduziu no melhor desempenho de seus fluxos comerciais, e, esteve relacionada ao crescimento do segmento de E&P; ao avanço dos investimentos e da tecnologia, à internacionalização da indústria petrolífera nacional, à quebra do monopólio estatal, à elevação dos preços internacionais do petróleo e ao aumento da demanda.

A evolução do indicador de Grubel Lloyd (IGL), nesse país, mostrou-se crescente, passando de zero (comércio totalmente interindustrial), em 1997, para 0,79 em 2011. Tal crescimento reflete a importância da parcela intraindustrial (79%) do comércio de petróleo, que é explicada pelo aumento da demanda por derivados, pela perda de competitividade do etanol e pela limitação da capacidade de refino do país.

No que se refere aos fluxos de IDE, verificou-se que nas últimas duas décadas, os governos e suas políticas de desenvolvimento econômico não deram tanto incentivo aos investimentos destinados à indústria extrativa. Mas a expansão econômica mundial do início dos anos 2000 mudou o cenário da indústria extrativa, à medida que o preço das *commodities* aumentava. Houve um redirecionamento do IDE para atividades intensivas em recursos naturais, particularmente, dos energéticos e não renováveis. As inovações tecnológicas, organizacionais e financeiras pelas quais a IMP passou, desde a década de 1970, favoreceram ainda mais a atratividade de IDE.

No caso do petróleo, a baixa elasticidade da demanda e a ausência de substitutos no médio prazo fizeram com que o interesse por esta fonte de energia

aumentasse. Mas, após a crise financeira que se instalou em 2008, houve uma redução na demanda e nas perspectivas de crescimento da economia mundial, com isso, os preços do petróleo voltaram a cair, desencorajando os fluxos de IDE. Ficou evidente o comportamento pró-cíclico do IDE destinado, especificamente, à indústria petrolífera, e seu condicionamento ao nível de preços internacional do petróleo, dado que a alta de preços permite a produção com custos mais elevados, como é o caso da exploração em águas profundas ou mesmo das reservas não convencionais.

O aumento nos custos de E&P poderia significar a perda de vantagens comparativas, para uma indústria produtora de *commodities*. No entanto, no caso da indústria do petróleo, parece ocorrer o contrário ao longo de sua história. Isso porque a dificuldade de substituição do petróleo na matriz energética mundial faz com que os preços aumentem, e isso acaba por compensar e justificar alternativas de produção mais custosas.

Em relação às características dos fluxos de IDE destinados à indústria petrolífera, verificou-se que, em sua maior parte, trata-se de *resource seeking projects*, cujo objetivo é o acesso às reservas e à garantia de fornecimento de matéria-prima. Outra parcela do IDE corresponde a *strategic asset seeking projects* e a *efficiency seeking projects*. O objetivo do primeiro consiste na atuação em mercados regionais ou globais por meio de fusões e aquisições ou *joint ventures*, enquanto o segundo visa os aumentos da eficiência, das economias de escala e escopo.

Por ser um setor oligopolizado e já internacionalizado, a busca pela maior eficiência e pela descoberta de novas áreas para atuação intensifica, naturalmente, os fluxos de IDE, e isto, segundo Penrose (1956), é uma consequência natural do crescimento da firma. Independentemente dos tipos de projetos, o IDE contribuiu para a concentração industrial e a diversificação nesta indústria no período recente. O processo de diversificação utiliza o IDE como fonte de financiamento ocorre em períodos com maior grau de incerteza, como forma de diluir o risco.

O aumento da concentração na indústria mundial do petróleo somente reforça suas características essenciais. Em seu início, era dominada pelas sete empresas que ficaram conhecidas como as “sete irmãs”, que detinham 74% da produção mundial e possuíam 48% das reservas provadas. Atualmente, em consequência das fusões e aquisições (IDE), elas são apenas “quatro irmãs” e dominam apenas 26% da produção mundial e 4% das reservas mundiais. Mas, por outro lado, a reorganização da produção fez com que surgissem outras “sete” empresas: a saudita Aranco, a russa Gazprom, a

chinesa CNPC, a iraniana NIOC, a venezuelana PDVSA, a brasileira Petrobrás e a malasiana Petronas. Ao contrário das *marjors* de outrora, estas são todas estatais e controlam juntas mais de 90% das reservas mundiais de petróleo.

Embora os resultados dos indicadores de comércio internacional tenham sido muito positivos para os países do Oriente Médio, os países produtores e exportadores fora desta região também registraram significativos ganhos de produtividade e eficiência. O aumento da competitividade desses novos produtores anuncia uma perda de controle da região do Oriente Médio tanto das reservas provadas quanto da oferta de petróleo.

Os países importadores de petróleo, principalmente a China, mostraram-se grandes investidores, valendo-se de seus fluxos de IDE para a sua segurança energética. Com investimentos especialmente destinados ao segmento E&P, no caso dos EUA e no caso da China *upstream* e *downstream*.

No caso específico do Brasil, a maior entrada de IDE, após a quebra do monopólio estatal, foi impulsionada pelos acentuados aumentos da demanda por esta *commodity*, do nível de preço do petróleo e especialmente do número de descobertas de jazidas de petróleo no Brasil. Por se encontrar em uma posição privilegiada com relação à evolução futura das reservas e da produção de petróleo (Pré-Sal), o país passou a ser um dos principais destinos dos investimentos em projetos *resource seeking* e *asset seeking*, dessa forma, a disponibilidade de recursos energéticos passou a se constituir numa vantagem comparativa. Os investimentos externos diretos (IDE) têm sido fonte considerável de financiamento à exploração do petróleo brasileiro. Isso se refletiu em melhores indicadores de competitividade comerciais e ainda na mudança do fluxo de comércio internacional, uma vez que, o país passou de importador a exportador de petróleo bruto.

Ante a preocupação com a maldição dos recursos naturais, o governo brasileiro modificou parcialmente o quadro jurídico e condicionou os contratos de concessão à obrigatoriedade de investimentos em P&D, com o objetivo de construir e consolidar as vantagens competitivas para toda a indústria petrolífera e suas correlatas.

Os resultados mostraram que as inovações tecnológicas no *upstream* e no *downstream* alteraram os fluxos de IDE e de comércio internacional de petróleo. No segmento E&P isso ocorreu porque o progresso técnico permitiu a descoberta e a exploração de fontes de petróleo não convencionais, fora do Oriente Médio e das regiões tradicionalmente produtoras. Além disso, fez com que os EUA pudessem

reduzir sua dependência em relação às importações após a descoberta do *shale gas*. Já no *downstream*, proporcionou o processamento de diferentes tipos de petróleo, o que significou uma maior flexibilização na importação de petróleo bruto e intensificação dos fluxos intersetoriais, como no caso Chinês. As diferenças de conhecimento técnico e seus resultados tornam-se cada vez mais relevantes (vantagens schumpeterianas), violando o pressuposto de homogeneidade tecnológica dos modelos convencionais de comércio internacional.

As inovações financeiras, organizacionais e institucionais permitiram uma maior abertura para o IDE, que se configurou em uma importante fonte de financiamento para a IMP. Isso aumentou o grau de internacionalização e permitiu ganhos de escala e a imposição de barreiras à concorrência, violando os pressupostos da inexistência de economias de escala e concorrência perfeita dos modelos convencionais de comércio internacional.

Assim sendo, confirmou-se a hipótese de que a busca pela competitividade alterou os fluxos de comércio e IDE para a indústria petrolífera. E que, embora a dotação de fatores tenha se mostrado relevante para este processo, não foi ela, a condição fundamental como propõem os modelos convencionais do comércio exterior.

7 REFERÊNCIAS

ACIOLY, L.; PINTO, E. C.; CINTRA, M. A. M. **As relações bilaterais Brasil-China: a ascensão da China no sistema mundial e os desafios para o Brasil**. Brasília: IPEA, 2011.

ADGHIRNI, S. Tensão no golfo Pérsico já provoca alta no petróleo **Folha de São Paulo**. São Paulo, MUNDO, A9, 4 de janeiro de 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - 2010**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 07 dez. 2011.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - 2011**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 07 dez. 2011.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - 2012**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 04 out. 2013.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - 2013**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 04 out. 2013.

_____. **Boletim Anual de Preços 2010**: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional. Rio de Janeiro: ANP, 2010.

_____. **Boletim Anual de Preços 2012**: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional. Rio de Janeiro: ANP, 2012. ISSN: 2238-9458.

_____. **Boletim Anual de Preços - 2013**. Disponível em: <www.anp.gov.br/?dw=65868>. Acesso em: 22 jun. 2013. (Versão preliminar - mai. 2013).

_____. **Evolução do mercado de combustíveis e derivados: 2000-2012**. Rio de Janeiro: ANP, 2013.

ALEM, A. C.; CAVALCANTI, C. E. O BNDES e o apoio à internacionalização das empresas brasileiras: algumas reflexões. **Revista do BNDES**, v. 12, n. 24, p. 43-76, dez. 2005.

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

ALVEAL, C. **A Evolução da Indústria de Petróleo**. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2001.

ALVEAL, C.; PINTO JÚNIOR, H. A Cooperação Interfirmas na Indústria Petrolífera Mundial. **Texto para Discussão número 382**. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 1997.

ALVEAL, C. O Brasil e os rumos da indústria mundial do petróleo. **Revista Brasileira de Energia**, v. 9, n. 1, 2002.

ALVES, A. A. de M. P. (org). **Uma longa transição: vinte anos de transformações na Rússia**. Brasília: Ipea, 2011.

ARAÚJO, L. dos R. **Análise sobre a Atratividade do Upstream da Indústria de Petróleo Brasileira (1997-2003)**. 2004. Monografia (Bacharelado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 83 p.

BAIN, J.(1956) *Barriers New Competition*. Cambridge: Harvard University Press.

BALASSA, B. **Comparative advantage trade policy and economic development**. New York: New York University, 1989.

BALASSA, B. Intra-industry specialization: a cross-country analysis. **European Economic Review**, v. 30, p. 27-42, 1986.

BALASSA, B. Trade Liberalization and Revealed Comparative Advantage. *Manchester School of Economic and Social Studies*, Vol 33, n.2, 1965.

BALASSA, B. Revealed comparative advantage revisited: An analysis of relative export shares of the industrial countries. 1953-1971, *Manchester School*, n.4 , 1977.

BAUMANN, R.; CANUTO, O.; GONÇALVES, R. **Economia Internacional**. São Paulo: Ed. Campus, 2004.

BELUZZO, L. G. de M.; COUTINHO. Desenvolvimento e estabilização sob finanças globalizadas. **Economia e Sociedade**, Campinas, n. 7, 1996.

BERGSTRAND, J. H. Measurement and determinants of intra-industry international trade. In: THARAKAN, P. K. M. (ed.). **Intra-Industry Trade: Empirical and Methodological Aspects**. Amsterdam: North-Holland, 1983. p. 201-253.c

BRITISH PETROLEUM. Statistical Review of World Energy. 2010. Disponível em embp.com/statisticalreview.

_____. Statistical Review of World Energy. 2013. Disponível em embp.com/statisticalreview.

CAMPOS, A. F. **A indústria do petróleo: reestruturação sul-americana nos anos 90**. Rio de Janeiro: Interciência, 2007.

CANELAS, A. L. de S. **Evolução da importância econômica da indústria de petróleo e gás natural no Brasil**: contribuição a variáveis macroeconômicas. 2007. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Programa de Pós-graduação em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 120p.

CARNEIRO, R. de M. Globalização produtiva e estratégias empresariais. **Texto para Discussão número 132**. Campinas: IE/UNICAMP, 2007. ISSN: 0103-9466.

CASTRO, A. B. de. Pré-Sal e Desenvolvimento **Folha de São Paulo**, São Paulo, 24 de setembro de 2009.

CAVES, R. International corporations: the industrial economics of foreign investment. **Economica**, v. 38, n. 149, p. 1-27. 1971.

CLÔ, A. **Oil Economics and Policy**. Massachusetts: Kluwer Academic Publishers, 2000.

CORDEN, W. M. The theory of international trade. *In*: DUNNING, J. H. (ed.). **Economic analysis and the multinational enterprise**. London: George Allen & Unwin, 1974.

DA SILVA, L. A. Tendências dos fluxos globais de investimento direto externo. **Texto para Discussão número 1192**. Brasília: IPEA, 2006. 89 p. ISSN: 1415-4765.

DALUM, B.; LAURSEN, K.; VILLUSEN, G. **The long term development of OCDE export specialisation patterns: despecialisation and “stickiness”**. Aalborg: IKE/Aalborg University, 1996.

DIAS, G.; RENAULT, A. A concentração de recursos da União e as perdas das regiões produtoras. *In*: PIRES, et al. (Org.). **A. Reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.p. 153-178.

DIAS, J. L. de M.; QUAGLINO, M. A. **A questão do petróleo no Brasil: uma história da Petrobras**. Rio de Janeiro: CPDOC Petrobras, 1993. 211p.

DUNNING, J. The eclectic paradigm of international production: a restatement and some possible extensions. **Journal of International Business Studies**, v. 19, n. 1, p. 1-31, 1988.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Contexto mundial de preço do petróleo: uma visão de longo prazo**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008. 53 p.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA. **International energy outlook 2004**. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/ieo03/index.html>>. Acesso em: 02 dez. 2011.

_____. **International energy outlook 2008**. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/ieo03/index.html>>. Acesso em: 02 dez. 2011.

_____. **International energy outlook 2009**. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/ieo03/index.html>>. Acesso em: 02 dez. 2011.

_____. **International energy outlook 2010**. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/ieo03/index.html>>. Acesso em: 02 dez. 2011.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA. **International energy outlook 2012**. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/ieo03/index.html>>. Acesso em: 03 mar. 2013.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA **International energy outlook 2013**. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/ieo03/index.html>>. Acesso em: 02 dez. 2013.

FIANI, R. Teoria dos custos de transação. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (Org.) **Economia Industrial**. Rio de Janeiro: Campus, 2002. p. 267-286.

FRITSCH, W.; FRANCO, G. O investimento direto estrangeiro em uma nova estratégia industrial. **Revista Economia Política**, v. 9, n. 2, abr./jun. de 1989.

FURTADO, A.; MUELLER, N. Competitividade da Indústria Brasileira de Petróleo. **Revista Brasileira de Energia**, v. 4, n. 1, 1995.

GONÇALVES, R.; BAUMAN, R.; PRADO, L. C. D.; CANUTO, O. **A nova economia Internacional: uma perspectiva brasileira**. Rio de Janeiro: Campus, 1998.

GREENAWAY, D.; MILNER, C. On the measurement of intra-industry trade. **The Economic Journal**, Oxford, v. 93, p. 900-908, 1983.

GRUBEL, H. G.; LLOYD, P. J. **Intra-industry trade: the theory and measurement of international trade in differentiated products**. London: MacMillan, 1975.

GUIMARÃES, E. P. Uma Avaliação da Política de Exportações no Brasil. **Estudos em Comércio Exterior**, v. 1, n. 3, 1997. ISSN: 1413-7976.

GONÇALVES, R. A empresa transnacional. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (Org.) **Economia Industrial**. Rio de Janeiro: Campus, 2002. p. 389-411.

HIDALGO, A. B.; MOTA, D. F. P. G. Exportações do estado de Pernambuco: concentração, mudanças na estrutura e perspectivas. In: XV Congresso Brasileiro de Economistas, Brasília-DF. **Anais...** Brasília, 2003.

HIRATUKA, C.; SARTI, F. Investimento direto e internacionalização de empresas brasileiras no período recente. **Texto para Discussão número 1610**. Brasília: IPEA, 2011.

HIRSCH, S. An international trade and investment theory of the firm. **Oxford Economic Papers**, Oxford, v. 28, n. 2, p. 258-70, 1976.

HOLLAND, M.; XAVIER, C. L. (2003) **As exportações brasileiras contribuem para o saldo comercial?** Uma análise de Painel para o período recente, Uberlândia, 2003.

HYMER, S. **The international operations of national firm: a study of direct foreign investment**. Cambridge, MA: MIT Press, 1960.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **International Energy Agency**. 2010. Disponível em: <<http://www.iea.org>>. Acesso em: 15 de jun. 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **International Energy Agency**. 2004. Disponível em: <<http://www.iea.org>>. Acesso em: 15 de jun. 2011.

INTERNATIONAL MONETARY FUND - IMF. World Economic Outlook – October. Washington, D.C.: International Monetary Fund. DISPONÍVEL EM: [HTTP://WWW.IMF.ORG](http://www.imf.org). ACESSO EM 3 DE NOVEMBRO DE 2011.

IOOTTY, M. **Projeto Perspectivas do Investimento no Brasil. Documento Setorial: Petróleo, 2008**. Disponível em: <http://www.projetoipib.com.br>. Acesso em 02 de dezembro de 2011.

JONES, C.; KAUL, G. Oil and the stock market. **Journal of Finance**, v. 51, n. 2, p. 463-491, 1996.

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

KRUGMAN, P. Increasing Returns, Monopolistic Competition, and International Trade. **Journal of International Economics**, v. 9, n 4, 1979. p. 469-479.

KRUGMAN, P.; OBSTFELD, M. **Economia Internacional: teoria e política**. 5. ed. São Paulo: Makron Books, 2001. 797 p.

KRUGMAN, P. Scale Economies, Product Differentiation and the Pattern of Trade. **American Economic Review**, 70, 1980, pp.5-11.

KUPFER, D. Internacionalização às avessas. **Valor Econômico**, São Paulo, 31 mai. 2006. Coluna Opinião.

KUPFER, D. Barreiras estruturais à entrada. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (Org.) **Economia Industrial**. Rio de Janeiro: Campus, 2002. p. 109-128.

KUPFER, D. **Padrão de concorrência e competitividade**. Rio de Janeiro: IEI/UFRJ, 1991(textos para discussão, 265). 27p.

LEDYAEVA, S. (2009), “Spatial econometric analysis of foreign direct investment determinants in Russian regions”, **World Economy**, 32 (4), 643-666.

LODI, C. F. G. **Modelo analítico de formação do preço no mercado internacional do petróleo**. 1989. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Programa de Pós-graduação em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

LUCAS, L. P. V. A derrota de um modelo de sucesso. In: PIRES, et al. (Org.). **A. Reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.p.125-152.

LUCCHESI, C. F. **Petróleo**. Estudos Avançados [online]. 1998, vol.12, n.33, pp. 17-40. ISSN 0103-4014.

MACEDO E SILVA, A. C. **Petrobras: a consolidação do monopólio estatal e a empresa privada (1953-1964)**. 1985. Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

MACHADO, E. L. **Economia de baixo carbono: avaliação de impactos de restrições e perspectivas tecnológicas petróleo e petroquímica**. Disponível em: <http://ebc.fearp.usp.br/arq_docs/2550123f188d4f729481a563667cfa27.pdf>. São Paulo: BNDES, 2012. (Relatório Estudos Setoriais: Petróleo e Química).

MACHADO, G.; SZKLO, A. S. Diálogo Socrático Sobre a Tendência do Preço do Petróleo: as perguntas certas. In: SZKLO, A.; MAGRINI, A. (org.). **Textos de Discussão em Geopolítica e Gestão Ambiental de Petróleo**. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciências/FAPERJ, 2008. p. 7-18.

MARKOWITZ, H. **Portfolio selection: efficient diversification of investments**. New York: Wiley, 1959.

MARTIN, J. **A Economia Mundial da Energia**. São Paulo: Ed. UNESP, 1992.

MATA, H. T. da C.; IZERROUGENE, B. Desequilíbrios norte-americanos, novas práticas comerciais e enfraquecimento do dólar. **Contexto Internacional**, Rio de Janeiro, v. 31, n. 1, p. 159-188, jan./abr. 2009.

MATHIAS, M. C. P. P. **A Formação da Indústria Global de Gás Natural: Definição, Condicionantes e Desafios**. 2008. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Programa de Pós-graduação em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

MICHALET, C. A. **O capitalismo mundial**. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1984.

MOHAMED, S.E; SIDIROPOULOS, M.G. (2010), “Another look at the determinants of foreign direct investment in MENA countries: an empirical investigation”, *Journal of Economic Development*, 35 (2), 75-95.

NELSON, R. R.; WINTER, S. G. In Search of Useful Theory of Innovation. **Research Policy**, v. 6, n. 1, p. 36-76, 1977.

OHLIN, B. Interregional and international trade. Cambridge, Mass: Harvard University Press, 1933.

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

PENROSE, E. T. **The Large International Firm in Developing Countries**. London: Allen and Unwin, 1968.

PENROSE, E. T. 1956. Foreign investment and the growth of the firm. **Economic Journal**, 66: 220–35.

BRESSER-PEREIRA, L. C. (Org.). **Doença holandesa e indústria**. 1. ed. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2010. v. 1. 342 p.

PETERAF, M. A.; BARNEY, J. B. Unraveling the resource-based tangle. **Managerial and Decision Economics**, v. 24, n. 4, p. 309-323, jun. 2003.

PFC ENERGY. 2008. Disponível em: <<https://www.pfcenergy.com>>. Acesso em: 20 jan. 2012.

PINDYCK, R.; RUBINFELD, D. **Microeconomia**. 7.ed. São Paulo: Prentice Hall, 2010.

PINTO JÚNIOR, H. Q. (Org.). **Economia da energia**: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

PINTO JÚNIOR, H. Q.; IOOTTY, M. Avaliando os Impactos Microeconômicos das Fusões e Aquisições nas Indústrias de Energia no Mundo: uma análise para a década de 90. **Revista de Economia Política**, v. 25, n. 4, p. 439-453, out./dez. 2005.

PINTO JÚNIOR, H. Q.; NUNES, L. S. Dos choques petrolíferos à atual estrutura. **Revista Brasileira de Energia**, v. 8, n. 1, p. 09-30, 2001.

PIRES, P. V. **A Evolução do Monopólio Estatal do Petróleo**. Rio de Janeiro: Ed. Lumen Juris, 2000.

QUELHAS, et al. **Processamento de petróleo e gás**: petróleo e seus derivados, processamento primário, processos de refino, petroquímica, meio ambiente. Rio de Janeiro: LTC, 2011. 288 p.

RAPPEL, E. Tendências do setor de petróleo e gás no Brasil: oportunidades e desafios para os fornecedores de bens e serviços. In: PIQUET, R.; SERRA, R. (org.). **Petróleo e região no Brasil**: o desafio da abundância. Rio de Janeiro: Ed. Garamond Universitária, 2007.

RICARDO, D. **Os Economistas**. São Paulo: Ed. Nova Cultural, 1996.

SAUVANT, K. New Sources of FDI: The BRIC's: Outward of FDI from Brazil, Russia, India and China. **The Journal of World Investment & Trade**, v. 6, n. 5, p. 639-709. 2005.

SCHUMPETER, J. A. **Teoria do desenvolvimento econômico**: uma investigação sobre lucros, capital, crédito, juro e o ciclo econômico. São Paulo: Nova Cultural, 1997.

SILVA, L. A. da. Tendências dos fluxos globais de investimento direto externo. Brasília, junho de 2006. **Texto para Discussão número 1192**. Brasília: IPEA, 2006.

SOUZA, F. R. **Impacto do preço do petróleo na política energética mundial**. 2006. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Programa de Pós-graduação em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

STIGLER, G. J. (1968) **The Organization of Industry**. Homewood:Richard D. Irwin. Sylos-Labini, P.(1980) Oligopólio e Progresso Técnico. RJ. Forense Universitária.

TAVARES, M. E. **Análise do Refino no Brasil:** estado e perspectivas - uma análise “cross-section”. 2005. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) – Programa de Pós-graduação em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 384 p.

TEECE, D. J. A transaction cost theory of the multinational enterprise: International investment and business studies n. 66. **Discussion paper**. London: University of Reading, 1982.

TEIXEIRA, F. ; GUERRA, O. A competitividade na cadeia de suprimento da indústria de petróleo no Brasil. **Revista Economia Contemporânea**, Rio de Janeiro, v. 7, n. 2, p. 263-288, jul./dez. de 2003.

TISUANI, M. D. (1996). **The Petroleum Shipping Industry: A Nontechnical Overview** - Vol. I & II. Tulsa, Oklahoma: PennWell. **American Economic Review**, v. 70, 1980. p. 950-959.

TOBIN, J. Liquidity preferences as behavior towards risk. **The Review of Economic Studies**, Cambridge, v. 25, n. 1, p.65-86, 1958.

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO - TCU. **Petróleo e gás natural:** pré-sal e regime de partilha de produção. Disponível em: <http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/comunidades/regulacao/Petr%C3%A1s_Regime%20de%20Partilha_web.pdf>. Acesso em: 02 nov. 2013.

UNITED NATIONS CONFERENCE ON TRADE AND DEVELOPMENT - UNCTAD. **World Investment Report 1995:** Overview. Global value chains: investment and trade for development. Disponível em: <http://unctad.org/en/PublicationsLibrary/wir1995overview_en.pdf>. Acesso em: 12 out. 2012.

_____. **World Investment Report 2011:** Overview. Global value chains: investment and trade for development. Disponível em: <http://unctad.org/en/PublicationsLibrary/wir2011overview_en.pdf>. Acesso em: 02 nov. 2013.

_____. **World Investment Report 2002:** Overview. Global value chains: investment and trade for development. Disponível em: <http://unctad.org/en/PublicationsLibrary/wir2002overview_en.pdf>. Acesso em: 02 nov. 2013.

_____. **World Investment Report 2007:** Overview. Global value chains: investment and trade for development. Disponível em: <http://unctad.org/en/PublicationsLibrary/wir2007overview_en.pdf>. Acesso em: 02 nov. 2013.

_____. **World Investment Report 2009:** Overview. Global value chains: investment and trade for development. Disponível em: <http://unctad.org/en/PublicationsLibrary/wir2009overview_en.pdf>. Acesso em: 02 nov. 2013.

_____. **World Investment Report 2013:** Overview. Global value chains: investment and trade for development. Disponível em: <http://unctad.org/en/PublicationsLibrary/wir2013overview_en.pdf>. Acesso em: 02 nov. 2013.

UNITED NATIONS CONFERENCE ON TRADE AND DEVELOPMENT - UNCTAD. **World Investment Report 2006:** Transnational Corporations and the Internationalization of R&D”. Disponível em: < http://unctad.org/en/docs/wir2006_en.pdf>. Acesso em: 02 nov. 2013. ISBN: 92-1-112667-3.

VERNON, R. International investment and international trade in the product cycle. **Quarterly Journal of Economics**, v. 80, n. 2, p. 190-207. 1966.

VICENTE, J. R. Competitividade do agronegócio brasileiro, 1997-2003. **Agricultura em São Paulo**, São Paulo, v. 52, n. 1, p. 5-19, jan./jun. 2005.

YERGIN, D. **O Petróleo:** uma história mundial de conquistas, poder e dinheiro. São Paulo: Paz e Terra, 2010.

ZYLBERSZTAJN, D; AGEL, S. A reforma do setor de petróleo de 1997: racionalidade, concepção e implementação. In: PIRES, et al. (Org.). **A. Reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.p.55-80.