


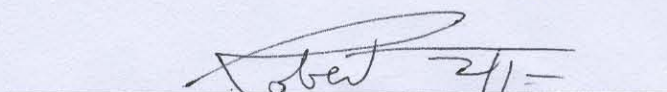
A REESTRUTURAÇÃO DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO SUL AMERICANA NOS  
ANOS 90

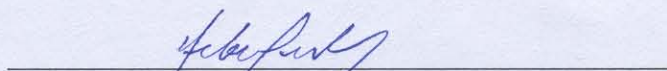
Adriana Fiorotti Campos

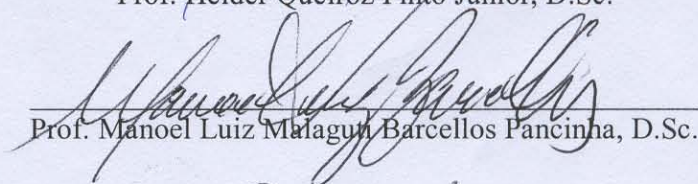
TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS  
DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO  
DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO  
DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

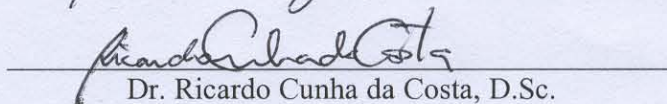
Aprovada por:

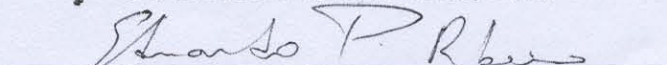
  
Prof. Mauricio Tiomno Tolmasquim, D.Sc.

  
Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

  
Prof. Helder Queiroz Pinto Júnior, D.Sc.

  
Prof. Manoel Luiz Malagum Barcellos Pancinha, D.Sc.

  
Dr. Ricardo Cunha da Costa, D.Sc.

  
Prof. Eduardo Pontual Ribeiro, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

DEZEMBRO DE 2005

CAMPOS, Adriana Fiorotti

A Reestruturação da Indústria de Petróleo  
Sul Americana nos Anos 90 [Rio de Janeiro]  
2005

XIX, 348 p. 29.7 cm (COPPE/UFRJ, D.Sc.,  
Planejamento Energético, 2005)

Tese – Universidade Federal do Rio de  
Janeiro, COPPE

1. Indústria Mundial do Petróleo
2. América do Sul
3. Regulação do Setor Petrolífero
4. Estado Regulador
5. Cooperação Sul-Americana

I. COPPE/UFRJ      II. Título (série)

À Professora Edelmira Del Carmen Alveal Contreras.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Professor Mauricio Tiomno Tolmasquim pela paciência, pela competência e pela participação efetiva no desenvolvimento desta tese.

À Professora e amiga Edelmira Del Carmen Alveal Contreras pelos debates, pelas críticas e pelos constantes incentivos, que tornaram a elaboração desta tese muito mais prazerosa.

Aos numerosos amigos do Programa de Planejamento Energético, do Instituto de Economia e dos centros de pesquisa CENERGIA e IVIG que colaboraram direta ou indiretamente para a conclusão deste trabalho. Em especial, aos amigos Juliana Marreco, Ricardo Gorini de Oliveira e Rosemarie Bröker Bone.

Aos companheiros de turma de doutorado: Amaro Olímpio Pereira Júnior, Andréa Borges, Carolina Dubeux, Ednaldo Oliveira dos Santos, Luciana Paz e Neilton Fidélis. A nossa amizade tornou os nossos desafios mais fáceis de serem superados.

Aos meus pais, Ataíde José Campos e Evanilde Fiorotti Campos por todo o apoio e carinho.

Ao meu companheiro, José Tarciso Epifânio Ribeiro pelo amor, pelo carinho e pelo apoio em todos os momentos.

Ao CNPq pelo apoio financeiro.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

## A REESTRUTURAÇÃO DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO SUL AMERICANA NOS ANOS 90

Adriana Fiorotti Campos

Dezembro/2005

Orientador: Mauricio Tiomno Tolmasquim

Programa: Planejamento Energético

O objetivo deste trabalho é apresentar as mudanças que ocorreram no setor petrolífero mundial durante a década de 1990 e, em especial, na América do Sul, enfatizando-se o segmento *upstream*. Objetiva-se, também, identificar os limites da atuação do Estado Regulador nesta indústria a partir de exemplos como a Argentina, o Brasil, a Colômbia e a Venezuela. A indústria mundial de petróleo (IMP) é fundamental para o desenvolvimento econômico dos diversos países por, ainda hoje, ser a principal fonte de energia mundial. O seu caráter estratégico e os fatores geopolíticos acentuam ainda mais a sua relevância para os países produtores e, principalmente, para os países consumidores. As maiores reservas de petróleo encontram-se basicamente em países em desenvolvimento, enquanto os maiores consumidores são os países desenvolvidos. O conflito geopolítico acentua-se com o aumento substancial do consumo dos países asiáticos, principalmente, a China. Além disso, poucos países continuarão, a longo prazo, tendo grande produção de petróleo e manter-se-ão como exportadores mundiais: Arábia Saudita, Irã, Iraque, Emirados Árabes Unidos, Kuwait, Venezuela e México. A busca incessante por parte das grandes companhias de petróleo por reservas vai de encontro às mudanças setoriais que vem ocorrendo desde o início da década de 1990 na América do Sul: flexibilizações de monopólios públicos, privatizações e novos tipos de contratos de exploração e produção. O que se observa, no entanto, é um retorno do fortalecimento do Estado. Na Argentina, com a crise de energia, criou-se uma nova empresa petrolífera estatal – a ENARSA; na Venezuela, com o governo Hugo Chávez, mudou-se a Constituição e tornou-se, por conseguinte, a atuação dos *players* internacionais mais limitada; outros casos citados, porém, mostram um hibridismo na indústria que mantém a flexibilização do monopólio, a formação de agências reguladoras setoriais (ANH – Colômbia e ANP – Brasil) e a atuação de empresas estatais. Adicionalmente, na América do Sul, a idéia de competição passou a ser questionada, solidificando-se, cada vez mais, a idéia de cooperação, através da Petrosur e Petroamérica. O exemplo dos acordos assinados entre a PETROBRÁS e a PDVSA em fevereiro de 2005 mostra que a integração energética da América do Sul pode ser o caminho mais correto para os países que querem se solidificar no setor, pois possuem um grande volume de reservas de petróleo e gás natural, além da possibilidade de complementação com a energia hídrica e as fontes alternativas de energia (álcool e biodiesel, dentre outras).

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor in Science (D.Sc.)

## THE RESTRUCTURING OF THE SOUTH AMERICAN OIL INDUSTRY IN THE 1990s

Adriana Fiorotti Campos

December/2005

Advisor: Mauricio Tiomno Tolmasquim

Department: Energy Planning

The objective of this work is to present the world oil sector changes during the 1990's, specially in South America, giving emphasis on the upstream segment. Furthermore, the thesis aims at identifying the limits of Regulator State intervention in this industry by taking the examples of Argentina, Brazil, Colombia and Venezuela. The world oil industry is fundamental for the economical development of the any country because, even currently, it is the main world source of energy. Its strategic characteristic and geopolitical factors raise oil importance either in producer or consumer countries. While the major oil reserves are located, basically, in developing countries, the major consumers are the developed countries. Geopolitical conflicts increase with the Asian countries consumption, mainly China. Moreover, just few countries will go on, in long term, producing huge quantities of oil, keeping the status of worldwide oil exporters. This will be the case in Saudi Arabia, Iran, Iraq, United Arab Emirates, Kuwait, Venezuela and Mexico. The big companies permanent searching for new oil reserves faces constraints in the sectorial changes that have been taking place in South America since the beginning of the 1990's such as the public monopoly flexibilizations, privatizations and new kind of exploitation and production agreements. Nevertheless, the State becomes stronger again. In Argentina, energy crises creates a new state oil enterprise – ENARSA; in Venezuela, Hugo Chávez government changed the constitution and restricted international player activity; other cases, however, show that a hybrid model in oil industry that keep the monopoly flexibilization, the formation of sectorial regulatory agencies (ANH – Colombia and ANP – Brazil) and the state enterprises. Furthermore, in South America, free market approach is now considered questionable, supporting the cooperation approach, by mean of Petrosur and Petroamerica. The example of agreements signed between PETROBRAS and PDVSA in February 2005 shows that energy integration of South America can be the rightest way for the countries that want to gain market in this sector, because of their huge reserves of oil and natural gas, as well as the possibility of complementation with hydro energy and renewable sources (ethanol, biodiesel and so on).

## ÍNDICE

INTRODUÇÃO .....	1
CAPÍTULO 1 – O PAPEL CRÍTICO DO <i>UPSTREAM</i> NA DINÂMICA DA INDÚSTRIA MUNDIAL DO PETRÓLEO .....	6
1.1 – <u>Introdução</u> .....	6
1.2 – <u>A Formação da Indústria Mundial do Petróleo: da Competição Predatória aos Dias Atuais</u> .....	7
1.2.1 – A Competição Predatória : Pequenas Empresas, Produção Exhaustiva e Guerra de Preços .....	8
1.2.2 – O Pioneirismo de Rockefeller: Verticalização e Oligopolização da Indústria .....	9
1.2.3 –A Regulação Privada da Competição Oligopolística: o Acordo de Achnacarry e a Criação do Cartel das “Sete Irmãs” .....	11
1.2.4 – Os Choques do Petróleo: Fortalecimento da OPEP e Instabilidade da Indústria Mundial do Petróleo .....	14
1.2.5 – A Reestruturação da Indústria Mundial de Petróleo: do Contra-Choque de 1986 até os Dias Atuais .....	16
1.3 – <u>A Indústria Mundial de Petróleo</u> .....	19
1.3.1 – Etapas da Cadeia Produtiva do Petróleo .....	19
1.3.2 – Os Principais <i>Players</i> da Indústria Mundial de Petróleo .....	19
1.3.2.1 – Companhias Privadas de Petróleo .....	20
1.3.2.2 – Companhias Estatais .....	22
1.3.2.3 – Organizações Internacionais .....	23
1.3.3 – A Importância do <i>Upstream</i> e da Obtenção de Reservas para a Indústria Mundial de Petróleo .....	24
1.4 – <u>As Características da Indústria Mundial de Petróleo e as Principais Dificuldades de Mudanças Substanciais na Matriz Energética Mundial</u> .....	27
1.4.1 – Característica da Indústria Mundial de Petróleo .....	27
1.4.1.1 – Caráter Exaurível do Recurso Petróleo .....	27
1.4.1.2 – Elevado Capital de Risco .....	28

1.4.1.3 – Economias de Escala e Longo Tempo de Maturação dos Investimentos .....	28
1.4.1.4 – Integração Vertical e Distribuição do Risco entre as Várias Atividades do Setor .....	30
1.4.1.5 – Fortes Barreiras à Entrada .....	30
1.4.1.6 – Estrutura Oligopolística e Internacionalizada .....	31
1.4.1.7 – Elevada Tecnologia Envolvida no Segmento E&P .....	31
1.4.2 – Importância do Petróleo e Dificuldades de Mudanças Substanciais na Matriz Energética Mundial .....	32
<u>1.5 – Os Fatores de Competitividade da Indústria e a Projeção da Importância da Dimensão Geopolítica</u> .....	34
1.5.1 – Fatores de Competitividade da Indústria Mundial de Petróleo .....	34
1.5.1.1 – Fatores Internos à Empresa do Petróleo .....	34
1.5.1.2 – Fatores Estruturais .....	36
1.5.1.3 – Fatores Sistêmicos .....	37
1.5.2 – Importância da Dimensão Geopolítica: Estado e Política Pública .....	42
1.6 – <u>Considerações Conclusivas</u> .....	45
<b>CAPÍTULO 2 – PETRÓLEO E DESENVOLVIMENTO NA AMÉRICA DO SUL: DO ESTADO DESENVOLVIMENTISTA AO ESTADO REGULADOR</b> .....	47
2.1 – <u>Introdução</u> .....	47
2.2 – <u>As Principais Abordagens da Teoria do Estado</u> .....	49
2.2.1 – O Estado como um Ator Fundamental do Sistema Capitalista .....	49
2.2.2 – As Teorias Alternativas de Análise do Estado .....	51
2.3 – <u>A Importância do Estado Desenvolvimentista na Industrialização da América do Sul: o Caso da Indústria de Petróleo</u> .....	55
2.3.1 – A CEPAL e a Concepção de Estado Desenvolvimentista .....	55
2.3.2 – O Estado Desenvolvimentista na Indústria de Petróleo da América do Sul .....	56
2.3.3 – O Esgotamento do “Modelo de Substituição de Importações” .....	59



2.4 – <u>A Reestruturação do Setor Petrolífero Sul-Americano: do Estado-Empresário ao Estado Regulador</u> .....	61
2.4.1 – O Novo Modelo de Desenvolvimento Econômico Baseado na Concepção das Instituições Internacionais de Crédito (Banco Mundial e Fundo Monetário Internacional) .....	64
2.4.2 – A Reforma e o Novo Modelo do Setor Petrolífero Sul-Americano: Flexibilização de Monopólios, Privatizações e Estado Regulador .....	68
2.4.2.1 – Os Modelos Híbridos do Setor Petrolífero Regional .....	69
2.4.2.2 – Os Principais Questionamentos Quanto à Regulação .....	72
2.4.2.3 – A Crise Precoce do Estado Regulador: o Pós-Consenso de Washington .....	76
2.5 – <u>A Regulação do Segmento <i>Upstream</i>: Os Contratos Fiscais do Setor Petrolífero</u> .....	78
2.5.1 – Aspectos Gerais dos Contratos de Petróleo: Tributação, Meio Ambiente e Soberania .....	79
2.5.1.1 – O Regime Fiscal dos Contratos Petrolíferos .....	80
2.5.1.2 – O Tratamento das Questões Ambientais nos Contratos Petrolíferos .....	83
2.5.1.3 – A Soberania Nacional nos Contratos Petrolíferos .....	84
2.5.2 – Os Contratos Fiscais do Setor Petrolífero: os Casos da Argentina, Brasil, Colômbia e Venezuela .....	86
2.5.2.1 – Contratos de Concessão e Licenciamento .....	91
2.5.2.2 – Contratos de Serviço .....	100
2.5.2.3 – Contratos de Partilha de Produção .....	105
2.5.2.4 – Contratos Híbridos .....	109
2.5.2.5 – Contratos de Participação e Contratos de Associação .....	110
2.6 – <u>Considerações Conclusivas</u> .....	117
CAPÍTULO 3 – A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR PETROLÍFERO SUL-AMERICANO: OS CASOS DA ARGENTINA, COLÔMBIA E VENEZUELA .....	120
3.1 – <u>Introdução</u> .....	120

3.2 – <u>Argentina</u> .....	124
3.2.1 – A História da Indústria Petrolífera Argentina .....	124
3.2.1.1 – A Formação da Indústria Petrolífera Argentina e a Atuação da YPF: de Comodoro Rivadavia ao Governo Militar de 1976 .....	124
3.2.1.2 – O Endividamento Argentino, a Política Petrolífera e o Processo de Esvaziamento da YPF .....	129
3.2.2 – O Governo Menem e a Reestruturação da Indústria Petrolífera Argentina: Flexibilização, Desregulamentação e Privatização .....	133
3.2.2.1 – O Processo de Privatização da Indústria Petrolífera Argentina .....	133
3.2.2.2 – A Privatização da YPF .....	140
3.2.2.3 – A Aquisição da YPF S.A. pela Repsol .....	143
3.2.2.4 – A Legislação que Marcou a Política Petrolífera do Final da Década de 1980 e Início da Década de 1990 .....	144
3.2.3 – O Impacto da Reestruturação Petrolífera Argentina no Segmento <i>Upstream</i> : uma Análise Crítica .....	147
3.2.4 – A Crise do Estado Mínimo e o Ressurgimento do Estado Empresário: a ENARSA .....	153
3.3 – <u>Colômbia</u> .....	155
3.3.1 – A História da Indústria Petrolífera Colombiana .....	155
3.3.1.1 – A Formação da Indústria Petrolífera Colombiana: de Tubará a Criação da Estatal Ecopetrol .....	155
3.3.1.2 – A Ecopetrol e a Política Petrolífera Colombiana .....	158
3.3.2 – O Processo de Reestruturação da Indústria Petrolífera Colombiana: da Constituição de 1991 a Criação da Agência Setorial em 2003 .....	160
3.3.2.1 – A Reforma Macroeconômica e a Importância do Setor Petrolífero Colombiano .....	160
3.3.2.2 – As Recentes Transformações na Política Petrolífera Colombiana: 1990-2004 .....	164
3.3.2.3 – A Legislação que Marcou as Transformações da Política Petrolífera Colombiana .....	168

3.3.3 – Uma Análise Crítica do Segmento <i>Upstream</i> Colombiano .....	169
3.3.4 – O Prosseguimento da Reestruturação da Indústria Petrolífera Colombiana: a ANH .....	176
3.4 – <u>Venezuela</u> .....	178
3.4.1 – A História da Indústria Petrolífera Venezuelana: da Exploração Privada à Criação da PDVSA .....	178
3.4.2 – O Processo de Abertura da Indústria Petrolífera Venezuelana .....	184
3.4.2.1 – A Crise Venezuelana e as Reformas Propostas pelas Agências Internacionais de Crédito (FMI e Banco Mundial) .....	184
3.4.2.2 – A Reestruturação da Indústria Petrolífera Venezuelana .....	188
3.4.2.3 – As Modalidades de Abertura no Segmento <i>Upstream</i> Venezuelano .....	192
3.4.2.4 – Os Principais Impactos da Abertura do Setor Petrolífero na Venezuela .....	196
3.4.3 – O Retorno do Ideário Nacional-Desenvolvimentista: a Reforma Petrolífera do Governo Hugo Chávez .....	199
3.5 – <u>Considerações Conclusivas</u> .....	204
<b>CAPÍTULO 4 – A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR PETROLÍFERO BRASILEIRO ..</b>	<b>207</b>
4.1 – <u>Introdução</u> .....	207
4.2 – <u>A História Político-Econômica do Setor Petrolífero Brasileiro</u> .....	208
4.2.1 – As Primeiras Iniciativas Referentes ao Petróleo no Brasil: de 1864 a 1930 .....	208
4.2.2 – O Fracasso da Iniciativa Privada e a Crescente Participação do Estado Desenvolvimentista: de 1930 a 1953 .....	210
4.2.3 – A Atuação da PETROBRÁS: do Monopólio à Flexibilização .....	219
4.2.3.1 – A Formação e Consolidação da PETROBRÁS: 1954-1964 .....	219
4.2.3.2 – As Mudanças do Perfil da Estatal: de 1964 a 1980 .....	225
4.2.3.3 – A Crise do Estado Desenvolvimentista e a Atuação da PETROBRÁS: as Décadas de 1980-1990 .....	234
4.3 – <u>A Reestruturação da Indústria do Petróleo Brasileira</u> .....	242
4.3.1 – As Privatizações no Brasil .....	246

4.3.2 – A Reforma Constitucional e a Reestruturação do Setor de Petróleo .....	252
4.4 – <u>Mudanças Institucionais, Regulatórias e Estruturais</u> .....	258
4.5 – <u>Os Principais Dados do Segmento <i>Upstream</i></u> .....	261
4.6 – <u>Considerações Conclusivas</u> .....	270
CAPÍTULO 5 – INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA: SOLUÇÃO OU BARREIRA AO CRESCIMENTO REGIONAL? .....	273
5.1 – <u>Introdução</u> .....	273
5.2 – <u>Desmistificando os Novos Conceitos do Mundo Globalizado: As Visões do Norte e do Sul</u> .....	275
5.2.1 – O Ajuste e as Reformas Estruturais da Década de 1990: Os Resultados de Uma Política Neoliberal Desmedida .....	275
5.2.2 – Repensando a Globalização .....	281
5.2.3 – Integração da América Latina: As Visões do Sul e do Norte .....	283
5.2.3.1 – A CEPAL e a Visão do Sul .....	283
5.2.3.2 – Os EUA e a Visão do Norte .....	284
5.3 – <u>Opção Para os Países em Desenvolvimento: Integração Energética Regional</u> .....	288
5.3.1 – Os Acordos de Integração Regional: O Caso do Mercosul .....	288
5.3.2 – As Estimativas de Auto-suficiência Com a Integração da América do Sul: Cooperação em vez Competição .....	292
5.3.3 – A Integração Energética Regional: O Caso da Indústria de Petróleo .....	295
5.3.3.1 – Integração Energética da América do Sul: Estratégia dos <i>Players</i> e Política de Desenvolvimento Regional .....	297
5.4 – <u>Os Acordos Firmados Entre o Brasil e a Venezuela: Rumo à Integração Energética Regional</u> .....	301
5.5 – <u>Considerações Conclusivas</u> .....	315
CONCLUSÃO .....	317
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	321

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Consumo Mundial de Energia, por Fonte de Energia (1970-2025) .....	33
Figura 2 – Alocações da Renda de Produção de Petróleo .....	80
Figura 3 – Classificação dos Instrumentos Fiscais Utilizados no Setor Petrolífero .....	82
Figura 4 – Classificação do Sistema Fiscal do Petróleo .....	88
Figura 5 – Colômbia: Nova Estrutura Institucional do Setor Petrolífero .....	177
Figura 6 – Venezuela: Contratos de Produção Partilhada .....	195
Figura 7 – Brasil: Estrutura Organizacional do Ministério de Minas e Energia .....	259
Figura 8 – Investimentos Externos Diretos (IED) dos Países da Tríade (EUA, Japão e União Européia) .....	280
Figura 9 – Petróleo: Comércio Mundial .....	297

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Argentina: Distribuição das Ações da YPF S.A. Após a Privatização (Julho de 1993) .....	141
Gráfico 2 – Argentina: Número de Empregados da YPF .....	142
Gráfico 3 – Argentina: Participação nas Ações da YPF S.A. até 1998 .....	142
Gráfico 4 – Argentina: Produção de Petróleo por Operador em 2001 .....	148
Gráfico 5 – Argentina: Evolução das Exportações de Cru .....	150
Gráfico 6 – Argentina: Evolução da Quantidade Total de Poços Terminados (Petróleo e Gás Natural) .....	151
Gráfico 7 – Argentina: Evolução da Quantidade de Poços de Exploração de Petróleo .....	152
Gráfico 8 – Argentina: Fontes de Energia Produzidas .....	154
Gráfico 9 – Colômbia: Evolução do PIB Hidrocarbonetos e do PIB Total .....	162
Gráfico 10 – Colômbia: Composição das Exportações – 2003 .....	162
Gráfico 11 – Colômbia: Membros de Organizações Terroristas .....	163
Gráfico 12 – Colômbia: Gastos com Defesa como Percentual do PIB .....	164
Gráfico 13 – Colômbia: Reservas Provadas de Petróleo .....	167
Gráfico 14 – Colômbia: Investimentos da Ecopetrol .....	171
Gráfico 15 – Colômbia: Reservas Remanescentes de Petróleo .....	173
Gráfico 16 – Colômbia: Volume de Exportações de Cru .....	175
Gráfico 17 – Venezuela: Percentual da Oferta Total de Energia Primária – 2002 .....	186
Gráfico 18 – Venezuela: Reservas Provadas de Petróleo .....	188
Gráfico 19 – Venezuela: Exportação Líquida de Petróleo, 1980-2003 .....	201
Gráfico 20 – Brasil: Dependência Externa de Petróleo .....	238
Gráfico 21 – Brasil: Produção Primária de Energia – 2003 .....	238

Gráfico 22 – PETROBRÁS: Total do Capital Investido .....	240
Gráfico 23 – Brasil: Gastos em Divisas com Importação .....	241
Gráfico 24 – Privatizações no Brasil: Participação Setorial .....	248
Gráfico 25 – Brasil: Reservas Medidas de Petróleo .....	253
Gráfico 26 – Brasil: Distribuição de <i>Royalties</i> sobre a Produção de Petróleo e Gás Natural, Segundo Beneficiários – 1994-2003 .....	267
Gráfico 27 – Brasil: Distribuição da Participação Especial Sobre a Produção de Petróleo e de Gás Natural, Segundo Beneficiários – 2000-2003 .....	268
Gráfico 28 – América do Sul, Países Selecionados: Taxa de Desemprego Urbano (%) .....	276
Gráfico 29 – América do Sul, Países Selecionados: Taxa de Crescimento do PIB Total (%) .....	277
Gráfico 30 – Mercosul: Taxa de Crescimento do PIB Total .....	290
Gráfico 31 – Mercosul: Participação da Exportação Intra-Mercosul/Global (%) .....	291

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1 – <i>Ranking</i> das Principais Empresas Mundiais de Petróleo .....	20
Quadro 2 – <i>Majors</i> do Petróleo: Produção de Petróleo .....	21
Quadro 3 – OPEP: Dados Sociais e Macroeconômicos por País .....	23
Quadro 4 – Custos Técnicos Unitários da Produção de Petróleo .....	25
Quadro 5 – Produção Mundial de Petróleo e Reservas Adicionais Totais – 1944-1998 .....	26
Quadro 6 – Recursos Mundiais de Petróleo Estimados (1995-2025) .....	38
Quadro 7 – Consumo Mundial de Petróleo por Região (2001-2025) .....	39
Quadro 8 – Produção Mundial de Petróleo por Região e País (2001-2025) .....	40
Quadro 9 – Importação e Exportação Líquida de Petróleo (1997-2020) .....	41
Quadro 10 – Dependência de Importação de Petróleo (%) .....	41
Quadro 11 – Suprimento de Energia: Investimentos Acumulados por Região (1990-2020 e 2021-2050) .....	42
Quadro 12 – América Latina e Caribe: Principais Indicadores Econômicos .....	77
Quadro 13 – Expressões Chaves das Cláusulas-Padrão da Legislação de Arbitragem, por Entidade .....	86
Quadro 14 – Colômbia: Aplicação do Fator R para a Descoberta de Petróleo, nos Contratos de Associação .....	112
Quadro 15 – Colômbia: Aplicação do Fator R para a Descoberta de Petróleo, na Modalidade de Risco Referidos nos Contratos de Associação .....	117
Quadro 16 – América Latina: Trajetória dos Processos de Reestruturação do <i>Upstream</i> de Petróleo e Gás Natural .....	123
Quadro 17 – Argentina: Evolução da Dívida Externa .....	130
Quadro 18 – Argentina: Comparação das Reservas Comprovadas Medidas pela YPF e pela Consultora <i>Gaffney, Cline y Asociados</i> em 1989 .....	135
Quadro 19 – Argentina: Resumo Geral dos Resultados do Plano Houston .....	136



Quadro 20 – Argentina: Resumo dos Impactos da Desregulamentação Petrolífera sobre a Participação dos Agentes na Produção de Cru .....	138
Quadro 21 – Argentina: Ativos Petrolíferos Privatizados entre 1991 e 1993 sem Incluir a Venda das Ações da YPF S.A. ....	139
Quadro 22 – Argentina: Evolução do Processo de Venda das Ações da YPF S.A. ....	143
Quadro 23 – Argentina: Participação da YPF na Produção de Cru Antes das Reformas .....	147
Quadro 24 – Argentina: Resumo da Análise da Origem dos Incrementos da Produção, por Tipo de Áreas (1990-1994 e 2000) .....	148
Quadro 25 – Argentina: Reservas Provadas, Produção de Petróleo .....	149
Quadro 26 – Argentina – Petróleo: Exportação, Produção, Relação entre Exportação e Produção .....	151
Quadro 27 – Argentina: Preços Internacionais e Locais de Cru .....	153
Quadro 28 – Colômbia: Histórico dos Contratos de Associação .....	159
Quadro 29 – Colômbia: Indicadores Econômicos (1990-2003) .....	161
Quadro 30 – Colômbia: Concessões Vigentes e Propriedades Privadas (31 de Dezembro de 2003) .....	170
Quadro 31 – Colômbia: Situação dos Contratos de Associação .....	170
Quadro 32 – Colômbia: Resumo do Estado das Terras (31 de Dezembro de 2003) .....	171
Quadro 33 – Colômbia: Investimentos da Ecopetrol, por Áreas .....	172
Quadro 34 – Colômbia: Reservas Descobertas de Petróleo .....	173
Quadro 35 – Colômbia: Reservas Provadas, Produção de Petróleo .....	174
Quadro 36 – Colômbia: Evolução da Relação Exportação/Produção .....	176
Quadro 37 – Venezuela: Principais Indicadores Econômicos, 1995-2004 .....	185
Quadro 38 – Venezuela: Participação na Importação Total de Petróleo dos EUA .....	186
Quadro 39 – PDVSA: Evolução das Receitas Consolidadas, Custos Operacionais e Participação Fiscal .....	187
Quadro 40 – Venezuela: Associações Estratégicas .....	194

Quadro 41 – Venezuela: Investimentos, Reservas, Produção e Consorciados das 8 Áreas Negociadas .....	198
Quadro 42 – Venezuela: Mudanças na Renda Petrolífera Proveniente dos Novos Percentuais de Imposto de Renda e <i>Royalty</i> na <i>Ley Orgânica de Hidrocarburos</i> , 2001 .....	200
Quadro 43 – Venezuela: Produção Total de Petróleo, Consumo, Exportação Líquida e Relação Exportação Líquida/Produção .....	202
Quadro 44 – Venezuela: Reservas Provadas, Produção de Petróleo .....	203
Quadro 45 – PETROBRÁS: Compras Diretas no Brasil (%) .....	221
Quadro 46 – PETROBRÁS: Produção Nacional de Óleo Condensado e LGN .....	239
Quadro 47 – Presidentes da PETROBRÁS (1954-2004) .....	241
Quadro 48 – Brasil: Quantidade de Postos Revendedores de Combustíveis Automotivos, por Bandeira – 2002 .....	244
Quadro 49 – Privatizações no Brasil: Resultados Acumulados – 1991-2002 .....	248
Quadro 50 – PND: Privatização nos Setores de Petroquímica e de Fertilizantes .....	250
Quadro 51 – Brasil: Índice de Concentração do Capital – Setor de Adubos e Fertilizantes .	251
Quadro 52 – Empresas de Petróleo Seleccionadas: Lucro por Segmento – 2003 .....	252
Quadro 53 – Brasil: Comparação Genérica de Quatro Projetos de Lei Referentes à Regulamentação da Emenda Constitucional nº 9 ao Artigo 177 da Constituição Federal de 1988 .....	256
Quadro 54 – PETROBRÁS: Dados Referentes ao Ano de 2003 .....	261
Quadro 55 – Brasil: Dados Comparativos das Rodadas de Licitação (Rodadas de 1 a 6) ....	262
Quadro 56 – Brasil: Blocos Adquiridos por Grandes <i>Players</i> Internacionais do Petróleo ...	263
Quadro 57 – Licitação: Conteúdo Local Médio na Fase de Exploração e na Etapa de Desenvolvimento – Rodadas 5 e 6 .....	264
Quadro 58 – Carteira de Projetos Exploratórios da PETROBRÁS .....	265
Quadro 59 – Brasil: Poços Exploratórios .....	265
Quadro 60 – Gastos Acumulados por Bacias .....	266
Quadro 61 – Brasil: Campos Marginais da ANP – 2004 .....	269

Quadro 62 – PETROBRÁS: Situação dos Campos Marginais Ofertados – 2004 .....	270
Quadro 63 – América do Sul, Países Selecionados: Taxa de Inflação (%) .....	277
Quadro 64 – América Latina e Caribe: Investimento Externo Direto Líquido .....	278
Quadro 65 – Países Receptores dos Investimentos Diretos Mundiais .....	279
Quadro 66 – Nível de Auto-suficiência da América do Sul (%) .....	293
Quadro 67 – América Latina e Caribe: Dívida Externa Bruta Total .....	294
Quadro 68 – América do Sul e Central: Integração Regional de Ativos Petrolíferos .....	298
Quadro 69 – Reservas Provadas de Petróleo, por Região Mundial .....	300

## INTRODUÇÃO

O século XX representa a era do petróleo, combustível que é fonte de energia de grande parte do mundo desenvolvido e em desenvolvimento. Seus usos e seus derivados são inúmeros, indo desde remédios até materiais sintéticos, plásticos etc. Todavia, o *ouro negro*, como é conhecido o petróleo, tornou-se a fonte de energia dominante somente após a Segunda Guerra Mundial quando substituiu o carvão e, principalmente, a partir da década de 1960. Isto foi possível pela sua facilidade de produção, transporte e uso.

No início, a indústria petrolífera localizava-se nos EUA com reduzida participação na matriz energética norte-americana devido à tecnologia limitada, aos altos custos de transporte (ferrovias) e à grande variação do preço de venda, tornando imprevisíveis o nível futuro de oferta e a sua adequação à demanda. Assim, para que a indústria petrolífera crescesse era necessária a estabilidade do mercado, o que adveio com a formação de conluíus. Outro fator chave para o seu crescimento foram as inovações tecnológicas e organizacionais provenientes do truste *Standard Oil*, reduzindo custos e aumentando a eficiência funcional e estratégica. No entanto, somente com o aumento do consumo em outras áreas geográficas (Europa, Rússia e Ásia) e com a descoberta de novas áreas de produção no Oriente Médio é que a indústria deixou de ser norte-americana para tornar-se global.

As grandes companhias passaram a atuar de forma integralmente verticalizada e internacionalizada objetivando controlar os mercados internacionais. A oferta de petróleo encontrava-se diluída em um número crescente de países, assim, as *majors* do petróleo adotaram outras duas estratégias, a saber: concessões – maior controle das reservas do Oriente Médio; e consórcios – coordenação oligopolística adotada pelas principais companhias mundiais de petróleo, com o objetivo de reduzir a competição predatória.

Um exemplo da internacionalização da indústria petrolífera mundial foi a atuação da *Standard Oil* na América Latina. Verticalizada e integrada, a *major* estabeleceu uma concorrência desleal frente aos industriais da região, estabelecendo-se, assim, o predomínio do capital internacional na indústria petrolífera regional, os tradicionais contratos de concessão e, derivados dessa forma de atuação, os conflitos advindos da procura insensata por novos horizontes de produção de petróleo. Observa-se que, enquanto a indústria carbonífera dominava na Europa e os Estados Unidos eram auto-suficientes, a questão política do petróleo não foi

evidenciada. A dependência dos países europeus e asiáticos (Japão, em particular), o crescente esgotamento das reservas norte-americanas e a importância do Oriente Médio com 2/3 das reservas mundiais de hidrocarbonetos líquidos passariam a ser temas centrais após o primeiro choque do petróleo em 1973.

A função econômica estratégica do petróleo tornava cada vez mais importante questões de suprimento, de obtenção de reservas e de transição para o mundo pós-petróleo. Neste contexto, vários países latino-americanos nacionalizaram a sua indústria de petróleo e/ou questionaram os contratos tradicionais de concessão, a saber: 1) formação da YPF (Argentina – 1922), da PEMEX (México – 1938), do CNP (Brasil – 1938), da PETROBRÁS (Brasil – 1953), da Ecopetrol (Colômbia – 1951), da PDVSA (Venezuela – 1976) etc; 2) o Brasil em 1938 nacionalizou a indústria de refino; 3) Venezuela e Cuba promulgaram leis de proteção aos investidores locais; 4) em 1939, a Colômbia declarou como patrimônio nacional todos os seus recursos petrolíferos; 5) o Peru criou o *Establecimiento Industrial de Petróleo de Zorritos* e suspendeu a outorga de novas concessões; 6) o Chile declarou como monopólio estatal a importação e a distribuição de petróleo e derivados.

Durante décadas, a atuação eficiente de empresas como PEMEX (Petróleo Mexicano), PETROBRÁS (Petróleo Brasileiro S.A.), ENAP (*Empresa Nacional del Petróleo*), YPF (*Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina*) e PDVSA (*Petróleos de Venezuela S.A.*) destruíram os mitos da ineficiência das estatais recém-criadas e da necessidade dos países em desenvolvimento permitirem os investimentos estrangeiros na obtenção de suas riquezas.

Porém, o uso indiscriminado das empresas estatais na obtenção de reservas e como instrumento de estabilização da moeda, durante as décadas de 1970-80, fez com as estatais sul-americanas e, em especial, as empresas de energia, fossem atingidas severamente e que o modelo desenvolvimentista adotado fosse questionado. Com a crise do modelo de “substituição de importações” foram realizadas, a partir do final da década de 80, reformas macroeconômicas e, dentro delas, a reorganização na década de 1990 representou uma das dimensões salientes da reforma estrutural das economias da região.

O ideário da reforma, inspirado num novo conceito estratégico orientado para retirar do Estado as funções interventoras e promotoras do desenvolvimento, foi promovido pelo ativismo dos organismos multilaterais nas economias domésticas. O crescimento econômico seria agora retomado sob liderança do setor privado, para aumentar a eficiência das economias

nacionais como requisito de re-inserção competitiva no processo de globalização. Este ideário se traduziu numa agenda orgânica de políticas, comumente conhecida como Consenso de Washington, destacando-se aquelas que impulsionaram a eliminação das barreiras institucionais ao capital estrangeiro; o término dos monopólios públicos; e a privatização de empresas públicas – estratégicas ou não.

Essas novas orientações de política, ao visualizar as indústrias de energia como produtoras de uma simples *commodity*, retirando-lhes o caráter estratégico para o desenvolvimento interno das economias, pressionaram os governos dos países da região a flexibilizar a indústria de petróleo, severamente afetada por restrições de financiamento para valorizar grandes reservas de hidrocarbonetos ainda inexploradas. Diferenças na tradição de intervenção pública, originadas pela existência de assimetrias sócio-econômicas entre países, propiciaram a formação de diferentes padrões de reestruturação petrolífera e a introdução de formas híbridas de regulação contratual no *upstream* dos países da região. Adicionalmente, pode-se observar que as reestruturações da indústria petrolífera mundial na década de 1990, constituíram o movimento fundamental ao encontro da nova orientação liderada pelas operadoras globais do petróleo: acessar o controle de novas áreas de reservas.

As políticas macroeconômicas recessivas realizadas pelos países sul-americanos, no entanto, marginalizaram e fragilizaram ainda mais os países da região ao dificultar a atuação de políticas macroeconômicas e ao não permitir o planejamento determinativo mediante políticas industriais adequadas. Assim, com o objetivo de mitigar e/ou amenizar os problemas advindos da utilização desmedida de políticas neoliberais, será proposto a integração energética dos países sul-americanos como uma estratégia dos governos para o fortalecimento da região e, desta forma, melhor inserção da mesma no contexto mundial.

Porém, para alcançar tal objetivo, a idéia de integração e fortalecimento regional deve ser (re)criada a partir de novos conceitos que permitam a ação de um Estado fortalecido na condução de um desenvolvimento sustentável e, conseqüentemente, mediante um adequado planejamento determinativo. Para tanto, os temas centrais que cercam a idéia de integração regional devem se afastar, em absoluto, do modelo neoliberal estabelecido na América do Sul na década de 90 e no início do século XXI. Por exemplo, em vez de dar ênfase ao processo de globalização e a idéia da necessidade de adaptar-se a ela a qualquer custo, deve-se enfatizar a mundialização e o regionalismo, levando-se em consideração que processos mundiais requerem

organismos internacionais imparciais de controle e fiscalização. O Estado voltaria a ser um importante agente condutor do desenvolvimento, com o retorno da importância do conceito de cidadania em vez de cidadão-cliente. Em especial, a justificativa maior da integração não deveria ser o aumento da competição e, sim, da cooperação, ampliando os pontos fortes das economias regionais e reduzindo as suas necessidades relativas aos demais países mundiais. A condução do processo de integração, neste sentido, pode ser considerada uma estratégia de inserção do sub-continente na ordem mundial, relativizando a soberania de cada Estado Nacional em prol de um fortalecimento do Megaestado formado pelos países membros.

A integração Sul-Sul deve ser preferida à integração Norte-Sul protagonizada pelo Banco Mundial e exemplificada pela idéia da ALCA (Área de Livre Comércio para as Américas). A idéia de integração sugerida é a de inserção autônoma e soberana dos países sul-americanos, através de sua cooperação. O resultado final da integração seria o fortalecimento de todos, ou seja, todos os Estados nacionais e soberanos ganhariam com a nova construção do Megaestado da América do Sul. No caso do setor petrolífero, a consolidação de acordos entre países e empresas, a formação de Megaempresas regionais como a Petrosur e a Petroamérica, objetivando manter o máximo possível das rendas petrolíferas na região e, também, mantendo estoques estratégicos em caso de crises mundiais; ou seja, é um retorno da idéia de estratégia e, conseqüentemente, do retorno do Estado fortalecido, questionando a atuação errônea do Estado regulador e sua crise precoce.

O primeiro capítulo mostra a importância do segmento *upstream* e a obtenção de reservas para a dinâmica da Indústria Mundial de Petróleo (IMP). Num primeiro momento, será apresentado a formação desta indústria. Em seguida, far-se-á a apresentação da IMP e os seus segmentos, com ênfase no *upstream* – “coração” de toda a indústria. Neste mesmo Capítulo, serão identificados os fatores de competitividade da indústria e, em especial, o aspecto geopolítico.

O Segundo Capítulo apresentará a substituição do Estado Desenvolvimentista pelo Estado Regulador no setor petrolífero sul-americano durante a década de 1990, enfatizando os tipos de contratos existentes no segmento de exploração e produção. Adicionalmente, será mostrada a idéia de crise precoce do Estado Regulador. Ainda neste Capítulo, serão identificados os tipos de contratos do *upstream*, ilustrados por exemplos dos países selecionados: Argentina, Brasil, Colômbia e Venezuela.

O Terceiro Capítulo mostrará o processo de reestruturação do setor petrolífero sul-americano mediante o estudo dos casos da Argentina, da Colômbia e da Venezuela. Nitidamente, observar-se-á, que ocorreria, no início do Século XXI, um retorno às idéias de fortalecimento do Estado devido, basicamente, às crises de energia. Neste mesmo sentido, o Quarto Capítulo apresentará o caso brasileiro.

No Quinto Capítulo 5, será apresentada uma crítica ao conceito de globalização que formaliza a idéia da igualdade dos desiguais, mediante a apresentação de dados macroeconômicos fundamentais para a análise do desenvolvimento econômico da região e das possibilidades futuras da manutenção desse crescimento, a saber: PIB, desemprego, investimento externo direto (IED) etc. Apresentar-se-á, também, a integração regional como uma opção de fortalecimento dos países sul-americanos e, assim, aumento de seu poder de barganha frente aos demais países. A integração será apresentada, também, a partir de dois pontos de vista: a Visão do Norte e a Visão do Sul. Além disso, mostrar-se-á que a cooperação e a complementaridade entre os países sul-americanos pode torná-los auto-suficientes em quase todas as suas necessidades; ainda hoje, porém, há pouca integração econômica entre estes países, com exceção do Mercosul. No caso do setor petrolífero, por sua vez, serão apresentados os principais exemplos de integração setorial na América do Sul e, principalmente, os acordos firmados entre o Brasil e a Venezuela. Por fim, serão feitas conclusões da tese.



## CAPÍTULO 1 – O PAPEL CRÍTICO DO *UPSTREAM* NA DINÂMICA DA INDÚSTRIA MUNDIAL DO PETRÓLEO

### 1.1 – Introdução

O petróleo tornou-se a fonte de energia dominante após a Segunda Guerra Mundial e, principalmente, a partir da década de 1960. Devido a sua facilidade de produção, transporte e uso, ele substituiu o carvão, tornando-se o insumo-chave do desenvolvimento do século XX e possivelmente das primeiras décadas do século XXI. Inicialmente, a indústria petrolífera localizava-se nos Estados Unidos, com reduzida participação no balanço energético<sup>1</sup> devido à tecnologia limitada, aos altos custos de transporte (ferrovias) e à grande variação do preço de venda, tornando imprevisíveis o nível futuro de oferta e a sua adequação à demanda.

Para que a indústria crescesse era necessária a estabilidade do mercado o que adveio com a formação de conluios. Outro fator chave para o crescimento foram as inovações tecnológicas e organizacionais provenientes do truste *Standard Oil*, reduzindo custos e aumentando a eficiência funcional e estratégica. Entretanto, somente com o aumento do consumo em outras áreas geográficas (Europa, Rússia e Ásia) e com a descoberta de novas áreas de produção no Oriente Médio é que a indústria deixou de ser norte-americana para ser global.

As grandes companhias passaram a atuar de forma integralmente verticalizada e internacionalizada objetivando controlar os mercados internacionais. A oferta de petróleo encontrava-se diluída em um número crescente de países, assim, as *majors* do petróleo adotaram outras duas estratégias, a saber: concessões – maior controle das reservas do Oriente Médio; e consórcios – coordenação oligopolística adotada pelas principais companhias mundiais de petróleo cujo objetivo era reduzir a competição predatória.

Enquanto a indústria carbonífera dominava na Europa e os Estados Unidos eram auto-suficientes, a questão política do petróleo não foi evidenciada. A dependência dos países europeus e asiáticos (Japão, em particular), o crescente esgotamento das reservas norte-americanas e a importância do Oriente Médio com 2/3 das reservas mundiais de hidrocarbonetos líquidos passariam a ser os temas centrais após o primeiro choque do petróleo em 1973.

---

<sup>1</sup> Em 1870, o consumo de petróleo nos Estados Unidos respondia por menos de 1% do balanço energético e, em 1900, a somente 4%. CLÓ, Alberto. *Oil Economics and Policy*. Boston/London: Kluwer Academic Publishers, 2000. p. 55.

A instabilidade dos países produtores/exportadores, a fragilidade da coordenação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), os conflitos políticos internacionais acentuaram o caráter instável e incerto desta indústria. A relevância da indústria mundial de petróleo (IMP) para a economia mundial adveio do fato de representar 40% do consumo mundial de energia, da dependência dos setores industriais e de transportes, da correlação entre o preço do petróleo e dos preços de outras fontes energéticas além do petróleo representar um fator político importante na relação internacional e entre países individualmente.

Neste contexto, observa-se que a função econômica estratégica do petróleo torna fundamental a questão do suprimento, da obtenção de reservas e da transição pós-petróleo. As reestruturações da indústria petrolífera mundial na década de 1990, objetivando obter investimentos no *upstream*, constituíram o movimento fundamental ao encontro da nova orientação liderada pelas operadoras globais do petróleo: acessar o controle de novas áreas de reservas. Assim, dada a relevância do *ouro negro*, o objetivo do capítulo 1 é mostrar, dentro do setor petrolífero, a importância do *upstream* para a dinâmica da IMP, focando a obtenção de reservas e os conflitos geopolíticos relacionados. Nesse intuito, inicialmente é historicizada a formação da indústria mundial de petróleo, identificando a necessidade de constantes obtenções de reservas por parte das companhias e governos. Em seqüência, apresenta-se a IMP e os seus segmentos, enfatizando o segmento *upstream*, dada a sua importância para a dinâmica da indústria. O terceiro item apresenta as características da indústria, o seu peso na matriz energética mundial e o limite das políticas alternativas de energia. O quarto item identifica os fatores de competitividade da indústria, enfatizando a dimensão geopolítica. Por último, a conclusão reúne os principais pontos do capítulo.

## **1.2 – A Formação da Indústria Mundial do Petróleo: da Competição Predatória aos Dias Atuais**

A dinâmica da indústria mundial do petróleo e suas características peculiares foram sendo formadas gradualmente como resposta aos empecilhos de crescimento inerentes ao próprio setor. Tal indústria apresentou, desde o seu nascimento, dois modelos de organização industrial: o modelo americano baseado em *players* privados, cujas estratégias evoluíram para uma forte internacionalização da indústria; e o modelo baseado na formação de empresas estatais, principalmente, em países em desenvolvimento. A formação e a dinâmica da IMP podem ser

melhor observadas dividindo-se a história da indústria em 5 fases, a saber: 1) competição predatória; 2) oligopolização e verticalização da indústria; 3) formação do Cartel da “Sete Irmãs”; 4) fortalecimento da OPEP; e 5) reestruturação da indústria pós-choques do petróleo.

### **1.2.1 – A Competição Predatória: Pequenas Empresas, Produção Exaustiva e Guerra de Preços**

A descoberta de petróleo na Pensilvânia (Estados Unidos), em 1859, iniciou a primeira fase da IMP, com a criação das primeiras empresas de perfuração de poços e com a formação inicial do mercado de produção e abastecimento de querosene. Iniciou-se, assim, a competição pela oportunidade de descobrir e produzir petróleo. Ao ser anunciada uma nova descoberta, procurava-se adquirir as terras vizinhas ao poço para explorá-las exaustivamente. Aumentava-se a produção e, conseqüentemente, reduzia-se os preços até o ponto em que, com a redução da produção proveniente do esgotamento precoce dos reservatórios, os preços fossem novamente aumentados.<sup>2</sup> Além disso, a diferença substancial entre os custos de perfuração dos poços (altamente intensivos em capital e com alto risco) e os custos de manutenção da produção, juntamente com a dificuldade de estocagem, faziam com que toda a produção fosse ofertada imediatamente ao mercado.

A denominação de concorrência anárquica dada a este período, por ALVEAL CONTRERAS (2003a), demonstra o alto grau de instabilidade e incerteza, pois várias empresas atuavam desordenadamente produzindo o petróleo de forma acelerada. As conseqüências da depredação do *ouro negro* foram, basicamente, a danificação dos reservatórios, a exaustão prematura dos poços, a grande flutuação da produção e dos preços e, obviamente, a insustentabilidade da indústria petroleira.

O funcionamento inadequado do setor provinha da “regra da captura”, cujo embasamento legal encontrava-se na legislação britânica. Os proprietários do solo, objetivando a obtenção de volumosos lucros, negociavam contratos que davam preferência à produção rápida e exaustiva do petróleo. Adicionalmente, por ser uma indústria incipiente, faltavam conhecimentos geológico e tecnológico. Por sua vez, os avanços tecnológicos e institucionais, os primeiros

---

<sup>2</sup> Os ciclos instáveis de variações nos preços do petróleo ficaram conhecidos como *boom or bust*.

esforços cooperativos setoriais e a identificação de possibilidades com a integração vertical transformaram a indústria.<sup>3</sup>

### 1.2.2 – O Pioneirismo de Rockefeller: Verticalização e Oligopolização da Indústria

A segunda fase da indústria iniciou-se em 1870 com o norte-americano John D. Rockefeller, cuja atuação possibilitou uma grande mudança nas características da indústria ao observar os ganhos da integração vertical. O modo de produção de petróleo foi modificado por causa da diversificação da oferta e da atuação estratégica nos sistemas de refino, distribuição e transporte, atividades estas que possuíam riscos menores do que os do *upstream*. Rockefeller observou que era altamente custoso estocar o petróleo e tentar controlar a sua oferta; logo, a atuação no transporte, na distribuição e no refino minimizaria as flutuações de preços ao consumidor final e capturaria as rendas diferenciais dos produtores desorganizados e que competiam anarquicamente entre si na ausência de uma regulação.

A *Standard Oil Company*, neste período, controlava os oleodutos e as ferrovias minimizando as flutuações de preço e obtendo altas margens de lucro. A estratégia de integração vertical da empresa, que ainda não atuava na atividade de exploração e produção, foi fundamental para o sucesso da companhia de comercialização. O último passo para a consolidação do “Império Rockefeller” foi a sua entrada no segmento *upstream*.

As empresas que atuavam na exploração e produção e não eram influenciadas pela *Standard Oil* começaram a reagir ao seu controle através de acordos de cooperação. Com base nesta estratégia foi construído, em 1870, o oleoduto da Costa Marítima pelos produtores do Estado da Pensilvânia: inovação que teve repercussões na organização industrial e nas estratégias da *Standard Oil Company*.

A atuação monopólica da *Standard Oil* foi questionada pelo seu poderio econômico-financeiro, aproximadamente, por duas décadas. Com o objetivo de controlar os excessos de poder político-econômico dos grupos empresariais, em 1890, foi outorgada a legislação do

---

<sup>3</sup> Os principais avanços tecnológicos referentes ao setor petrolífero mundial foram: 1) a substituição de carroças e cavalos por ferrovias e oleodutos de madeira, reduzindo os custos com o transporte; 2) a descoberta de novos métodos de perfuração, reduzindo os prejuízos através de um maior controle da pressão do gás; 3) o refino, possibilitando a obtenção de vários derivados; 4) a visualização das características de verticalização e internacionalização da indústria.

*Sherman Act*.<sup>4</sup> Neste contexto, a mobilização política pressionou o governo norte-americano e, em 1911, a Suprema Corte Federal dos Estados Unidos determinou a divisão do monopólio em 33 empresas.<sup>5</sup> Nos Estados Unidos, além do “Império Rockefeller”, duas grandes empresas foram criadas a partir de descobertas no oeste norte-americano (Texas, Louisiana e Oklahoma): a Texaco e a Gulf Oil. Por sua vez, a Europa também possuía grandes empresas de petróleo criadas na segunda fase, que disputariam mais tarde o mercado internacional, a saber *Anglo-Persian* (British Petroleum) e *Royal Dutch Shell*.

Como exemplo de internacionalização da indústria e atuação intensiva das grandes empresas do petróleo nos países hospedeiros, pode-se citar o caso da perfuração, em 1885, do primeiro poço da concessão *Telega Said* (Sumatra, atualmente, Indonésia) que obteve sucesso. Tal descoberta possibilitou a criação da *Royal Dutch* no ano de 1890, que em 1907 fundiu-se com a *Shell* formando a *Royal Dutch Shell*, com o objetivo de aumentar as suas vantagens comparativas frente à norte-americana *Standard Oil*. A sua atuação estratégica foi direcionada para a obtenção de reservas em países como a Venezuela (1910), Egito (1911), Rússia (1912); EUA (1913) e México (1913). Era a obtenção de concessões que garantiria a atuação sem competidores no segmento de *upstream*, mantendo o controle total das reservas e dando acesso ao potencial geológico nos limites concedidos. Os contratos de concessão para exploração e produção de petróleo em uma determinada região introduziram a estratégia do controle geográfico, fundamental para a dinâmica da indústria mundial do petróleo.

A IMP era controlada por um reduzido número de empresas multinacionais que controlavam reservas e canais de distribuição; no entanto, havia, neste momento, o crescimento da interferência dos Estados Nacionais (países produtores) e a formação de novas instituições numa tentativa de coibir o abuso do poder de mercado. Formava-se assim, um novo quadro

---

<sup>4</sup> O poderio econômico-financeiro da *Standard Oil Company* pode ser identificado pelos seguintes dados: em 1870, a companhia controlava 10% do segmento de refino. Já nos anos de 1880/90, ela controlava 90% do transporte ferroviário e de oleodutos, 80% da capacidade de refino e 90% da rede de distribuição e venda de produtos. Além disso, a companhia expandiu a sua atuação na Europa, Ásia, África do Sul e Austrália, sendo que em 1890 70% de suas atividades eram desenvolvidas fora dos Estados Unidos. GIRAUD & BOY DE LA TOUR. In: ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *Evolução da Indústria de Petróleo: Nascimento e Desenvolvimento*. Rio de Janeiro: COPPED-IE/UFRJ, 2003. pp. 4-5. (Mimeo).

<sup>5</sup> Com a divisão do monopólio da *Standard Oil Company* originaram-se importantes *players*: *Standard Oil of New Jersey* (depois Esso e Exxon); *Standard Oil NewYork* (depois Mobil Oil); e *Standard Oil of California* (depois Socal e, mais tarde, Chevron). Além desses *players*, na divisão do monopólio, foram criadas empresas que passariam a ter papel fundamental depois dos choques de 1973 e 1979 do petróleo: *Standard Oil of Indiana* (Amoco); *Standard Oil of Ohio* (Sohio), *Continental Oil* (Conoco), *Standard Oil of Virginia* (Atlantic) etc.

institucional que, especialmente nos Estados Unidos, limitavam a integração horizontal dos ativos através de leis anti-trustes, como o caso do *Sherman Act*.

Segundo YERGIN (1992), mesmo com a mudança institucional, a indústria de petróleo possuía condições propícias à concentração, o que possibilitou novos modelos de organização do mercado. O Acordo de Achnacarry (1926), marco da internacionalização da indústria do petróleo, objetivava o controle do mercado mundial, coordenando as atividades e aumentando as barreiras à entrada. Com tal acordo, a *Standard*, a *Shell* e a *Anglo Persian* tentaram controlar as reservas do Oriente Médio. De fato, o acordo estabeleceu um cartel internacional, que mais tarde, com a inserção da *Compagnie Française des Pétroles* e das empresas formadas pela extinção da *Standard Oil (Mobil, Gulf, Texaco e Socal)* formou o cartel das “Sete Irmãs”<sup>6</sup>. Estabeleceu-se assim, um regime de cooperação entre as companhias, o que deu início a terceira fase da indústria.

### **1.2.3 – A Regulação Privada da Competição Oligopolística: o Acordo de Achnacarry e a Criação do Cartel das “Sete Irmãs”**

A terceira fase da indústria, por sua vez, é marcada pela crescente disputa pela posse de jazidas de petróleo no mundo, em especial, no Oriente Médio, pois o petróleo e o motor a combustão transformaram a indústria mundial. O governo americano apoiou as empresas de petróleo que utilizassem a estratégia de obtenção de reservas no exterior, já que os EUA não tinham acesso às concessões dos grandes produtores do Oriente Médio. Neste período, a rivalidade empresarial estabeleceu uma grande competição oligopolística no setor petrolífero e, ao mesmo tempo, reforçou a procura do cru em outras regiões (América Latina, Ásia etc).

Os grandes *players* observaram que o controle do suprimento de petróleo era importante para que não ocorresse sobre-produção e guerras de preço.<sup>7</sup> Logo, novas formas institucionais foram sendo formuladas para o setor, tais como, o sistema de concessões, definindo os direitos de propriedade e o controle das reservas pelas grandes empresas nos países

---

<sup>6</sup> O termo internacional *majors* (ou “Sete Irmãs” como definido por Enrico Mattei – presidente da estatal italiana ENI (1953-1962)) refere-se as seguintes companhias de petróleo: Exxon; Royal Dutch-Shell; British Petroleum (BP); Gulf Oil; Chevron; Mobil Oil; e Texaco. CLÔ (2000), op. cit., p. 43.

<sup>7</sup> Um dos exemplos citados por YERGIN (1992) de efeitos predatórios para toda a indústria foram as estratégias de disputa pela obtenção do mercado indiano pela *Standard Oil of New York (Mobil)* e a *Royal Dutch Shell*. YERGIN, Daniel. *O Petróleo: Uma História de Ganância, Dinheiro e Poder*. São Paulo: Editora Sanita, 1992.

hospedeiros; e a formação de consórcios<sup>8</sup>, coordenando o monopólio de forma a impedir a competição predatória. A associação das empresas em consórcio foi uma estratégia compartilhada por toda a indústria do petróleo devido basicamente ao controle geográfico, ao acesso às reservas e ao potencial geológico promissor da região do Oriente Médio. Os contratos de concessão, elemento fundamental da dinâmica econômica do setor, eram assinados para 100 anos ou mais e cobriam grandes áreas territoriais, remunerando irrisoriamente os países hospedeiros.

O consórcio precedeu o Acordo de Achnacarry, que dividia os mercados mundiais e consolidava as posições obtidas pelas *majors* do petróleo. A partir da formação do cartel das “Sete Irmãs”, considerado um modelo de regulação privada, ocorreu uma expansão relativamente estável do setor que foi interrompida pelo Primeiro Choque do Petróleo em 1973. Entretanto, desde o pós-Segunda Guerra Mundial, o cartel das 7 *majors* vinha sendo gradualmente abalado devido à disputa pela renda petrolífera mundial. Neste período, vários fatores, segundo ALVEAL CONTRERAS (2003a) foram os responsáveis pela redução do nível de reservas dessas empresas e de sua posterior reformulação estratégica, a saber:

*“i) a criação de empresas estatais e a nacionalização das indústrias de petróleo, ocorrida na década de 50, aumentara nos anos 60 e se completara nos anos 70; ii) o retorno do petróleo russo ao mercado europeu já nos anos 50; iii) a criação da OPEP em 1960 em resposta à redução de preços operada pelas **majors**; iv) o início da internacionalização das grandes companhias independentes americanas, **minors**, na década de 60; v) a negociação dos acordos mais favoráveis para os países exportadores das estatais européias, notadamente a italiana Ente Nazionale Idrocarburi – ENI, desestabilizando as regras contratuais estabelecidas pelas grandes empresas do cartel da IMP nas concessões do Oriente Médio; e vi) o surgimento, enfim, de novos produtores, como a Indonésia e a Nigéria nos anos 60”.*<sup>9</sup>

Cabe mencionar que, além das *majors*, outros agentes estabeleceram, a partir da década de 1920, mudanças institucionais relevantes no setor petrolífero global. Dentre estas mudanças institucionais destacam-se a criação de empresas estatais (por exemplo, a YPF na

---

<sup>8</sup> O primeiro consórcio da indústria do petróleo (*Iraq Petroleum Company - IPC*) foi estabelecido em 1928, reunindo empresas petrolíferas norte-americanas e européias: *Turkish Petroleum Company*, SONJ, Mobil, BP, Shell, *Compagnie Française de Pétroles (CFP)* e Mr. Gulbenkian. ALVEAL CONTRERAS (2003a), op. cit., p. 8.

<sup>9</sup> Idem. p. 12.

Argentina), a regulação da indústria no caso norte-americano e as novas condições contratuais reivindicadas pelos países hospedeiros no ato de outorga das concessões. O caráter estratégico do petróleo tornava-se cada vez mais nítido, uma vez que tê-lo, para os países desenvolvidos, significava manter ou acrescentar posições de domínio político-econômico; ou no caso de países em desenvolvimento, alavancar processos de industrialização. Assim, os países em desenvolvimento passaram a acreditar que ter um controle maior sobre a produção de petróleo possibilitaria a retenção de parte da renda petrolífera e, com isto, o seu crescimento econômico e a sua industrialização.

Importantes fatos políticos marcaram este período como a nacionalização do petróleo mexicano<sup>10</sup>, a criação de uma lei de nacionalização do petróleo no Irã e a negociação dos contratos de concessão do governo venezuelano com os *players* que atuavam no país (a base da repartição de lucros seria *fifty-fifty*). Tais fatos repercutiram, principalmente na região do Oriente Médio, melhorando para os países produtores e exportadores, de certa forma, as cláusulas contratuais. Na IMP, os contratos de concessão foram renegociados para períodos e áreas menores, sendo que a tributação dos rendimentos e da produção atingiu níveis altos e, por sua vez, os retornos e os lucros das firmas foram reduzidos. Observava-se que a internacionalização das empresas independentes, a efetivação de novos mecanismos contratuais e a proliferação de estatais reduziram o poderio político-econômico do cartel das “Sete Irmãs”.

Surgiram, no contexto de fortalecimento dos Estados Nacionais, a Comunidade Econômica Européia – CCE (1958) e a Organização dos Países Exportadores de Petróleo – OPEP<sup>11</sup> (1960), dentre outras organizações. A OPEP foi criada, principalmente, porque os países hospedeiros não retinham de forma adequada a renda petrolífera gerada, mesmo com o aumento da carga tributária incidente sobre as firmas que exploravam petróleo. A organização objetivava coordenar conjuntamente a política petrolífera de seus países membros. Adicionalmente, a conscientização das Nações foi fortalecida pela Resolução da Organização das Nações Unidas nº

---

<sup>10</sup> Cabe frisar que, todavia, a capacidade de coordenação dos mercados pelas firmas petrolíferas seria mantida por mais três décadas, minimizando as conseqüências da nacionalização da indústria mexicana com a criação da PEMEX (1938). O controle das reservas de petróleo foram transferidos para os Estados nacionais de maneira gradual, mas o aproveitamento das reservas ainda era feito pelas empresas privadas através de concessões outorgadas pelos governos.

<sup>11</sup> A OPEP foi criada sob a liderança da Venezuela e possui os seguintes membros: Arábia Saudita, Iraque, Irã, Kuwait e Venezuela (fundadores do cartel no ano de 1960), Qatar (1961), Indonésia e Líbia (1962), Emirados Árabes Unidos (1967), Argélia (1969), Nigéria (1971), Equador (1973) e Gabão (1975). Hoje, porém, não participam mais da OPEP o Equador (1992) e Gabão (1995). OPEP. *OPEP General Information*. OPEP, Maio de 2004. pp. 13-14.



1.803/62, que reconheceu o direito do Estado soberano de dispor livremente de suas riquezas e de seus recursos naturais, levando em consideração as suas estratégias de desenvolvimento.

No início da década de 70, vários países criaram estatais do petróleo e anularam as concessões outorgadas, mas tal estratégia não transferiu o controle total da renda petrolífera.<sup>12</sup> As estatais não possuíam tecnologia adequada, experiência na comercialização do produto e controle dos ativos de distribuição e comercialização nos mercados consumidores. De imediato, a criação da OPEP significou uma restrição às estratégias das *majors* de obtenção do controle total das reservas, mas não implicou em poder de fixação de preços do petróleo por parte dos membros da OPEP. Com o Primeiro Choque do Petróleo em 1973, verificou-se mais nitidamente que o poder político anglo-americano encontrava-se enfraquecido, a regulação privada das *majors*, conseqüentemente, enfraquecida e, de uma certa forma, substituída pela regulação da OPEP. Iniciava-se, assim, a quarta fase da IMP, ou seja, a denominada Era da OPEP.

#### **1.2.4 – Os Choques do Petróleo: Fortalecimento da OPEP e Instabilidade da IMP**

O sucesso da estratégia da OPEP tinha por base a estrutura de produção altamente concentrada dos principais agentes setoriais, a alta diferença de custos de E&P entre os países e a inelasticidade da demanda no curto prazo (falta de substitutos imediatos). A atuação da OPEP como um cartel de fato possibilitou a captação de maior parte das rendas petrolíferas e, também, uma maior interferência do poder político nacional na administração e desenvolvimento do setor petrolífero nos países produtores. Foi porém a guerra entre árabes e Israel que motivou a utilização do poderio político e bélico para a obtenção de reservas de petróleo. O controle de preços feito pela OPEP a partir de 1973 marcou a era da atuação conjunta das *majors*, estatais e companhias independentes no mercado petrolífero mundial. A organização observou que através do seu poder político poderia exercer algum controle sobre o mercado.

Neste contexto, o enfraquecimento do cartel das “Sete Irmãs” e, conseqüentemente, o fortalecimento da OPEP foram os principais pilares da instabilidade do setor petrolífero mundial após os choques do petróleo na década de 70. Além disso, o estabelecimento de uma legislação ambiental mais rígida, o aumento do preço do petróleo no mercado internacional, dentre outros,

---

<sup>12</sup> Como exemplo, pode-se citar a nacionalização da indústria petrolífera venezuelana em 1 de janeiro de 1976. EIA/DOE. *World Oil Market and Oil Price Chronologies: 1970-2003*. Washington, D.C.: EIA/DOE, Março de 2004.

reduziram o ritmo de crescimento da indústria petrolífera e, ao mesmo tempo, exigiram a mudança na sua organização industrial.

A nacionalização dos principais mercados produtores de petróleo e as barreiras institucionais advindas desse processo fizeram com que houvesse uma desverticalização das empresas petrolíferas internacionais. Neste momento, as *majors* teriam que abandonar a prática dos “preços internos”, estabelecer contratos de longo prazo com as estatais dos antigos países hospedeiros (produtores e exportadores de óleo cru) para obterem a matéria-prima da sua indústria e, por fim, desenvolver o mercado *spot* (o petróleo passaria a ser visto como uma *commodity transacionável*).

As estratégias da OPEP para capturar as rendas petrolíferas foram, num primeiro momento, a manipulação de preços e controle da produção e, depois, o controle da produção pelo mecanismo de quotas. A estratégia de aumento de preço possibilitou o surgimento de novas áreas produtoras de petróleo não pertencentes à OPEP, devido ao aumento dos investimentos realizados pelos países consumidores e produtores não pertencentes ao cartel. Possibilitou, também, projetos de substituição energética e conservação de energia.<sup>13</sup> Ou seja, o cartel subestimou a elasticidade-preço da demanda nos médio e longo prazos.

Deste modo, para manter as suas receitas, a estratégia adotada pela OPEP foi o controle da produção pelo mecanismo de quotas. Tal estratégia não se sustentou no longo prazo devido à redução da demanda por petróleo e derivados e, de uma certa forma, pelo rompimento dos limites das quotas por alguns países membros. Em meados da década de 1980, ocorreu a fragilização do poderio político-econômico do cartel dos países produtores devido às reestruturações institucionais e estruturais da indústria mundial do petróleo.

A entrada de novos agentes produzindo petróleo em regiões fora do domínio da OPEP acirravam a concorrência e reduziam o seu percentual de mercado. A interferência institucional para reduzir a demanda e a dependência dos países consumidores quanto ao petróleo foi feita através de medidas fiscais e parafiscais de seus governos.<sup>14</sup>

---

<sup>13</sup> Os países da Organização para a Cooperação Econômica e o Desenvolvimento (OCDE) criaram a Agência Internacional de Energia no ano de 1974 para coordenar estratégias para mitigar os problemas advindos da alta de preço do petróleo proveniente da política da OPEP.

<sup>14</sup> Salienta-se aqui o exemplo dos subsídios fornecidos pelo governo brasileiro ao consumo de álcool mediante o Proálcool (Programa Nacional do Álcool).

Para diluir riscos, as alianças tornaram-se novamente essenciais, combinando elementos competitivos e cooperativos. Com esta transformação do ambiente petrolífero, procurava-se aumentar a eficácia da competição e o intercâmbio de informações, tecnologias, qualificações ou produtos. A internacionalização dos negócios e formação de mercados *spot*, desverticalizando a indústria reduziram também a área de atuação da OPEP, chegando-se ao ponto de questionar-se a propriedade das estatais e, por fim, argumentar-se que a privatização seria uma excelente possibilidade de obtenção de recursos por parte das estatais.

### **1.2.5 – A Reestruturação da Indústria Mundial de Petróleo: do Contra-Choque de 1986 até os Dias Atuais**

A redução da dependência petrolífera dos países consumidores identificava uma redução do poder de mercado da OPEP. Fato este proveniente, principalmente, da concorrência entre os próprios membros do cartel, a inovação dos agentes não-OPEP, a entrada de novos produtores, o desenvolvimento de políticas governamentais que incentivassem o uso de fontes alternativas de energia e a conservação energética. Em 1986, numa tentativa frustrada de recuperar imediatamente o seu mercado, a OPEP diminuiu os preços do petróleo e tentou estabelecer uma guerra de preços (Contra-Choque do Petróleo). No entanto, os países consumidores, em especial os europeus, aumentaram as taxas relativas ao petróleo importado e os subsídios às fontes alternativas. A instabilidade no comportamento dos preços mostrou que, naquele momento, não se conseguiria mais manter as grandes margens de lucros da IMP, o que fez com que várias empresas saíssem do segmento de *upstream*.

A OPEP manteve a sua atuação exclusiva de regulador da oferta mundial. Os preços permaneceram relativamente baixos, quando comparados aos do período dos choques do petróleo, mas não representavam os interesses do cartel em ser um regulador do mercado. Representavam, por sua vez, diversas posições internas dos membros da organização, que objetivavam a obtenção de um mínimo de previsibilidade de suas receitas.

As maiores distorções encontradas no mercado ocorreram, do lado da oferta, pela coordenação da OPEP restringindo a competição e, do lado da demanda, pela proteção dos países consumidores à competição internacional através de tributos à importação, de subsídios ao produtor local, de barreiras ambientais à entrada dos produtos provenientes do petróleo, dentre outros.

A partir da década de 80, as estratégias das grandes companhias internacionais do petróleo convergiram para: 1) abandono da prática de “preços internos”; 2) estabelecimento de contratos de longo prazo com as estatais dos antigos países hospedeiros; 3) desenvolvimento do mercado *spot*; e 4) redução de custos através do aumento da concentração industrial (fusões e aquisições)<sup>15</sup> e o aumento dos acordos de cooperação inter-firmas<sup>16</sup>. O objetivo desses movimentos estratégicos era, basicamente, acessar o controle de novas áreas de reservas.

Com este movimento, as multinacionais voltaram a ganhar posições devido, principalmente, à abertura do setor e à falta de tecnologia e de recursos de alguns países produtores. Já as estatais mais importantes do setor, para não perderem as posições conquistadas, caminharam para uma maior verticalização atuando, nos seus países de origem ou até mesmo nos países desenvolvidos, em áreas tais como refino, petroquímica e fertilizante. Logo, observa-se que as reformas ocorridas no mundo e, também, na América do Sul foram fundamentais no novo direcionamento dado pelos gigantes do petróleo e na nova dinâmica da indústria mundial do petróleo.

A reestruturação institucional da indústria petroleira ocorreu, na década de 90, de forma distinta em cada país. A redução da atuação do Estado provinha de privatizações de estatais, fim das regulamentações que impediam ou reduziam o livre comércio do petróleo e seus derivados e, até mesmo, flexibilização de monopólios públicos com a abertura às atividades da indústria aos capitais privados. O novo Estado deixaria de ser interventor-produtor para dedicar-se somente a regulação.<sup>17</sup> Observou-se, recentemente, que os modelos formados na indústria petrolífera na América do Sul correspondeu a formas híbridas de atuação público-privado. O caso da Argentina, que seguiu exatamente as diretrizes do “Consenso de Wasghinton”, encontra-se, em 2004, numa tentativa de retorno da atuação do Estado.<sup>18</sup>

---

<sup>15</sup> O movimento de fusões e aquisições ocorreu, na década de 80, com empresas nacionais e/ou regionais norte-americanas e européias. Mundialmente, as operações de fusão entre os grandes grupos petrolíferos (Exxon-Mobil, BP-Amoco-Arco, Elf-Total-Fina, Chevron-Texaco) e, também, de empresas de porte médio (Repsol-YPF e Conoco-Phillips) ocorreram durante os anos 90.

<sup>16</sup> A tradicional cooperação inter-firmas encontrava-se somente baseada na formação de *joint ventures*, cujo objetivo era compartilhar riscos geológicos. No entanto, as atuais formas de cooperação inter-firmas possibilitaram a formação de alianças com os fornecedores e a atuação conjunta em projetos de pesquisa e desenvolvimento. Ela permite o acesso a maior número de áreas, a redução do número de competidores, já que estão agrupados em consórcios, e o compartilhamento de tecnologias.

<sup>17</sup> O Capítulo 2 apresentará a discussão do papel do Estado no setor de petróleo.

<sup>18</sup> O Capítulo 3 apresentará as reformas que ocorreram na indústria de petróleo e, em especial, no segmento *upstream*, na Argentina, Colômbia e Venezuela.

O novo contexto da indústria exigiu das empresas, para se adequarem a estas mudanças, reorientações estratégicas, a saber: 1) diversificação energética – atuação das empresas de petróleo como empresas de energia, diversificando o seu insumo, principalmente, no caso do gás natural. No entanto, cabe frisar que, apesar das empresas de petróleo tornarem-se empresas de energia e atuarem até mesmo na substituição de seus produtos comuns, o maior objetivo das companhias atuantes no *upstream* é obter novas reservas; 2) regionalização – crescimento de indústrias regionais provenientes da flexibilização de mercados anteriormente monopolizados por suas estatais; e 3) integração regional dos ativos – gradual eliminação das fronteiras nacionais, em especial, no segmento de *upstream*.<sup>19</sup>

Atualmente, mesmo com os preços relativamente altos, continua ocorrendo uma renovação da demanda proveniente do crescimento econômico dos novos países industrializados da Ásia; do crescimento da população mundial; da redução da velocidade de substituição de petróleo (recursos renováveis ainda não são economicamente viáveis); do crescimento da oposição ambiental à geração elétrica nuclear e carvão; e do desinteresse das políticas energéticas. Neste novo contexto da IMP, existem três tendências principais: 1) forte e constante crescimento do consumo em países em desenvolvimento; 2) ressurgimento da demanda dos países industrializados; e 3) nova função que o petróleo tem na segurança do consumo incremental de energia.

Do lado da oferta de petróleo, a principal tendência é o crescimento da participação da OPEP e uma certa estabilidade da produção Não-OPEP. Tal estabilidade advém de tendências diferenciadas de várias áreas geográficas: 1) declínio da produção dos Estados Unidos; 2) queda na produção da ex-URSS, necessitando de imensos investimentos para a sua recuperação; 3) tendência positiva do Mar do Norte dada as novas tecnologias de mineração com crescimento na produtividade e redução dos custos de extração; e 4) produção em áreas geográficas diversificadas, em especial, em países em desenvolvimento (Síria, Yemen, Angola, Congo, Colômbia, Brasil etc).

---

<sup>19</sup> FREIRE, Alexandre de Figueiredo. *Análise Comparativa da Evolução Política e Institucional da Indústria de Petróleo na América Latina*. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2001. pp. 41-45.

### **1.3 – A Indústria Mundial de Petróleo**

#### **1.3.1 – Etapas da Cadeia Produtiva do Petróleo**

O setor petrolífero possui cinco etapas em sua cadeia produtiva: exploração, produção, transporte, refino e distribuição. A exploração localiza e caracteriza as ocorrências de petróleo na natureza que apresentem utilidade comercial. Nesta primeira etapa são usados estudos geológicos, geofísicos e sondagens exploráveis. Caso encontre-se petróleo ou gás natural, serão examinadas suas características e sua potencialidade. O próximo passo é a produção, que se instala após a definição das condições de exploração, das condições de operação para todo o reservatório e para os poços de produção, das condições de estocagem e das condições de escoamento do produto.

A terceira etapa da cadeia petrolífera é a do transporte de óleo, que é feita por oleodutos, estradas de ferro, e, quando a distância é maior, por navios (petroleiros). O transporte do óleo bruto é feito até a refinaria, onde há operações e procedimentos industriais que transformam o petróleo bruto em um grande número de derivados, classificados genericamente como produtos leves, destilados médios e produtos pesados.

A última etapa da cadeia de atividades relacionadas com a indústria do petróleo compreende a distribuição. Ela abrange as operações de estocagem, de transporte, de acondicionamento, de comercialização e de entrega ao consumidor dos múltiplos produtos do refino. Sua estrutura depende da localização das refinarias (perto ou longe dos centros consumidores) e da natureza e características do mercado dos produtos petrolíferos a serem distribuídos.

#### **1.3.2 – Os Principais *Players* da Indústria Mundial de Petróleo**

A reestruturação da indústria de energia nos anos 1990 (consolidações, flexibilizações de monopólios e privatizações) não modificou significativamente as principais características do setor petrolífero, pois continua concentrado, verticalmente integrado e com significativa participação estatal (Quadro 1). Atualmente, na IMP, observa-se a atuação de quatro agentes principais: as companhias de petróleo, os governos dos países produtores e exportadores de petróleo, os governos dos países consumidores e importadores de petróleo e as organizações internacionais. As relações entre estes agentes resultam, de certa forma, na formação da estrutura

da indústria de petróleo e na performance de seu mercado. A complexidade de tais relações advém da diversidade de interesses e da atuação diferenciada de cada agente.

**Quadro 1 - Ranking das Principais Empresas Mundiais de Petróleo**

	Empresa	País		Empresa	País		Top 15	Top 30	Top 100
1	Saudi Aramco	Arábia Saudita	16	Adnoc	EAU				
2	ExxonMobil	EUA	17	Eni	Itália				
3	PDV	Venezuela	18	Repsol-YPF	Espanha	NOC's	7	14	24
4	NIOC	Irã	19	Petronas	Malásia	Particip. Estatal	2	7	18
5	RoyalDutch/Shell	RU e Holanda	20	Lukoil	Rússia				
6	BP	RU	21	INOC	Iraque				
7	Chevron Texaco	EUA	22	NNPC	Nigéria	Integradas	15	26	51
8	Pemex	México	23	LibyaNOC	Líbia	Petroq./Química	12	24	25
9	Total	França	24	EGPC	Egito	Energia Elétrica	5	5	8
10	Petrochina	China	25	QPC	Qatar				
11	KPC	Kuwait	26	Sinopec	China				
12	ConocoPhillips	EUA	27	Yukos	Rússia	Upstream		4	26
13	Pertamina	Indonésia	28	Surgutneftegas	Rússia	Downstream			18
14	Sonatrach	Argélia	29	Statoil	Noruega	Gás			3
15	PETROBRÁS	Brasil	30	ONGC	Índia	Outras			2

Fonte: Energy Intelligence's Top 100: Ranking the World's Oil Companies – 2004. In: LODI, Carlos Felipe G. “Estratégia e Desempenho das Empresas de Energia”. PPE/COPPE/UFRRJ, Rio de Janeiro, 8 de Julho de 2004. (Apresentação).

### 1.3.2.1 – Companhias Privadas de Petróleo

As companhias de petróleo podem ser divididas em *majors* e *minors*.<sup>20</sup> De acordo com a definição de Enrico Mattei (presidente da ENI na época), o cartel das “Sete Irmãs” era formado pelas seguintes companhias: 1) *Exxon* – anteriormente denominada *Standard Oil of New Jersey*, derivado do desmantelamento do *Standard Oil Trust*; 2) *Royal Dutch-Shell* – fundada em 1907 da união da *Royal Dutch Petr. Co.* com a *British Shell Transport and Trading Co.*, que mantinham 60% e 40% do capital, respectivamente; 3) *British Petroleum (BP)* – anteriormente conhecida por *Anglo-Persian Oil Co.*, fundada por William Knox D’Arcy e completamente adquirida pelo governo britânico; 4) *Gulf Oil* – criada em 1907 pela família americana Mellon; vendida em 1984 para a *Chevron*; 5) *Chevron* – anteriormente denominada *Standard Oil of California*, derivada do desmantelamento do *Standard Oil Trust* em 1911; 6) *Mobil Oil* – anteriormente denominada *Sony Mobil* e, também, derivada do desmantelamento do *Standard*

<sup>20</sup> As companhias *majors* definiram o modelo de desenvolvimento da indústria no início da IMP. Por sua vez, as *minors* entraram no mercado somente nas décadas de 1950-60. Atualmente, apesar de correta do ponto de vista econômico, tal distinção perdeu a significância dada as relações de poder no mercado que os países produtores obtiveram ao atuar de forma independente.

*Oil Trust*; e 7) *Texaco* – companhia americana fundada no início do século XX.<sup>21</sup> Adicionalmente, a *Compagnie Française des Pétroles* (CFP) é normalmente associada às “Sete Irmãs” devido a sua função similar e importância histórica. A companhia francesa foi fundada em 1924 para substituir o interesse alemão no Império Otomano depois da Primeira Guerra Mundial.

As principais características destas companhias foram: 1) longa tradição profissional adquirida; 2) grande tamanho em termos absoluto e relativo; 3) alto nível de diversificação geográfica e de produção (atuação em setores não-petrolíferos e em setores não-energéticos); 4) alto grau de integração vertical, partindo da altamente remunerativa atividade de produção de petróleo; 5) alto nível de controle sobre os baixos custos dos campos de petróleo; e 6) estrutura fundamentalmente privada de gerenciamento, mesmo nos casos da BP e da CFP em que o Estado possuía maioria acionária. Cabe ressaltar que, estas características possibilitaram que as *majors* adquirissem vantagens diferenciais sobre outras companhias. As suas estruturas foram fragilizadas na década de 1970 com os choques de petróleo e com a nacionalização das reservas. (Quadro 2).

**Quadro 2 - Majors do Petróleo: Produção de Petróleo<sup>1</sup>**  
(Milhões de Barris por Dia)

Companhias	1950	1960	1970 <sup>2</sup>	1980	1990	2000	2001	2002	2003
<b>Exxon</b>	1,3	2,2	6,1	4,0	1,7	2,6 <sup>5</sup>	2,5 <sup>5</sup>	2,5 <sup>5</sup>	2,5 <sup>5</sup>
<b>Gulf Oil</b>	0,5	1,6	3,2	1,2	4	4	4	4	4
<b>Chevron</b>	0,4	1,0	2,6	3,0	0,9	2,0 <sup>6</sup>	2,0 <sup>6</sup>	1,9 <sup>6</sup>	1,8 <sup>6</sup>
<b>Texaco</b>	0,5	1,4	3,2	3,3	0,8	6	6	6	6
<b>Mobil Oil</b>	0,3	0,8	2,1	2,0	0,9	5	5	5	5
<b>Royal Dutch-Shell</b>	0,9	2,0	5,1	3,7	1,9	2,3	2,2	2,4	2,3
<b>BP</b>	0,7	1,5	4,0	2,4	1,3	1,9 <sup>7</sup>	1,9 <sup>7</sup>	2,0 <sup>7</sup>	2,1 <sup>7</sup>
<b>Total das Majors</b>	4,7	10,9	26,4	19,6	7,5	8,8	8,6	8,8	8,7
<b>Total Mundo<sup>3</sup></b>	8,5	18,7	40,0	47,9	51,3	65,7	65,3	63,9	67,1
<b>Quota das Majors</b>	55%	58%	66%	41%	15%	13%	13%	14%	13%

Notas: 1 – Produção Total de Cru (incluindo condensados e líquido de gás natural).

2 – Inclui compras a longo prazo e *overlifting* em acordos de participação, igual a 2 milhões de bbl/d.

3 – Os dados referentes ao intervalo de 1950-1990 excluem os países com economias controladas pelo Estado. Os demais dados foram obtidos da OPEP.

4 – Comprada em 1984 pela Chevron.

5 – Exxon e Mobil fundiram-se em novembro de 1999, criando a ExxonMobil.

6 – A OPEP juntou os dados da Chevron e da Texaco em 2000 e 2001, mesmo antes da fusão em outubro de 2001, que criou a ChevronTexaco.

7 – Os dados da BP incluem a Amoco. A BP e a Amoco fundiram-se para criar a BP-Amoco em dezembro de 1998. Em 2003, a BP-Amoco foi renomeada BP.

Fonte: CLÔ, Alberto. *Oil Economics and Policy*. Boston/London: Kluwer Academic Publishers, 2000. p. 44; OPEP. *Annual Statistical Bulletin - 2003*. OPEP, 2004.

<sup>21</sup> CLÔ (2000), op. cit., p. 43.



As companhias independentes, por sua vez, são assim definidas por não participarem do cartel das *majors*. Tais companhias são, na maioria das vezes, menores que as *majors*. As suas características são: 1) estrutura verticalmente integrada, com concentração no *downstream*; 2) limitada diversificação geográfica; e 3) perspectiva mais nacional. São exemplos de companhias independentes as norte-americanas *Phillips Petroleum*, *Occidental*, *Conoco*, *Atlantic Richfield*, *Amerada Hess*, *Standard Oil of Indian*, *Amoco*, *Union Oil*, *Getty Oil* etc, a europeia *Petrofina* e a japonesa *Arabian Oil Company*.

Por fim, são identificadas duas outras categorias de companhias na IMP, consideradas marginais por terem pouco impacto na performance do mercado. As *minors* que atuam em países individuais, ocupando pequenos nichos de mercado e os *traders* que somente atuam no comércio do petróleo cru e de seus derivados. Com a desintegração vertical dos anos 80, tais companhias passaram a ter um certo controle da informação sobre o mercado e, atualmente, na fixação dos preços.

### 1.3.2.2 – Companhias Estatais

As companhias estatais podem ser controladas por Estados consumidores ou produtores, configurando um importante instrumento de políticas públicas. No caso dos países consumidores<sup>22</sup>, os objetivos das companhias foram: 1) adquirir controle sobre os recursos petrolíferos; 2) desafiar o domínio das *majors*; e 3) consolidar a indústria nacional de petróleo de forma a tornar-se apta a atuar em todos os seus segmentos. As estratégias competitivas adotadas em relação às *majors* e a atitude publicista que governaram o comportamento destas companhias vigeram por duas ou três décadas. Atualmente, não há diferenças entre as suas estratégias e as das empresas privadas.

Com relação as estatais dos países produtores-exportadores, a sua vocação pública não tem diminuído. Os motivos que fizeram com que fossem criadas foram: 1) ganhar experiência direta no setor de petróleo para gradualmente assumir o setor das companhias estrangeiras; 2) diversificar a estrutura da economia nacional, que era centrada somente na exportação de petróleo cru, através do processo de industrialização em setores básicos como refino, petroquímica e química; 3) desenvolver a distribuição nacional de gasolina e de outros

---

<sup>22</sup> A PETROBRÁS, criada no Brasil em 1953, é um exemplo de companhia estatal de país consumidor.

produtos refinados.<sup>23</sup> Segundo CLÔ (2000), a partir dos anos 80, tais companhias têm se tornado as novas *majors* da produção de petróleo cru.<sup>24</sup>

### 1.3.2.3 – Organizações Internacionais

As Organizações Internacionais têm funções importantes em algumas situações particulares. No entanto, menos evidentes que as das companhias de petróleo e as dos países envolvidos. Dentre as organizações dos países consumidores que possuem influência na IMP podem ser citadas a Comunidade Econômica Européia (CEE), a *European Community of Coal and Steel*, a Organização para a Cooperação Econômica e o Desenvolvimento (OCDE) e a Agência Internacional de Energia (AIE)<sup>25</sup>.

**Quadro 3 - OPEP: Dados Sociais e Macroeconômicos por País (2003)**

País	População (1.000 hab.)	Área	Densidade (Pop./Área)	PIB per capita (\$)	Importação	Exportação de Petróleo (a)	Exportação Total (b)	(a/b)
Argélia	31.840	2.382	13	1.766	12.916	16.476	24.105	68%
Indonésia	216.950	1.904	114	960	42.078	9.685	62.631	15%
IR Irã	67.050	1.648	14	2.010	27.392	26.124	33.899	77%
Iraque	25.150	438	57	789	7.871	7.519	7.587	99%
Kuwait	2.430	18	135	17.942	10.893	18.780	20.287	93%
Líbia	5.660	1.760	3	4.064	6.292	13.567	14.344	95%
Nigéria	124.390	924	135	448	14.873	22.184	24.047	92%
Qatar	620	11	56	32.945	5.973	8.814	12.613	70%
Arábia Saudita	22.670	2.150	11	9.327	33.928	84.908	92.029	92%
EAU	3.120	84	37	24.244	14.110	25.153	56.833	44%
Venezuela <sup>1</sup>	25.710	916	28	3.463	9.298	21.838	25.800	85%
<b>OPEP</b>	<b>525.590</b>	<b>12.235</b>	<b>43<sup>2</sup></b>	<b>1.785<sup>2</sup></b>	<b>212.624</b>	<b>255.047</b>	<b>374.175</b>	<b>68%<sup>2</sup></b>

Nota: 1 – Excluindo a área de Esequibo.

2 – Média da OPEP.

Fonte: OPEP. *Annual Statistical Bulletin*. OPEP, 2003.

A principal organização dos países produtores é a OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), fundada em Bagdá em setembro de 1960 pelo Iraque, Irã, Venezuela, Arábia Saudita e Kuwait.<sup>26</sup> Os objetivos da organização identificados no seu Estatuto eram: 1) coordenar e unificar as políticas de petróleo dos Estados membros; 2) determinar o melhor meio

<sup>23</sup> Alguns exemplos de companhias estatais dos países produtores-exportadores são a *National Iranian Oil Company* (NIOC – fundada no Irã em 1951), a *Venezolana de Petroleo Corporation* (fundada na Venezuela em 1960) e a *Kuwait Petroleum Company* (fundada no Kuwait em 1962).

<sup>24</sup> CLÔ (2000), op. cit., p. 45.

<sup>25</sup> A Agência Internacional de Energia foi criada para ser um contrapeso ao cartel dos países produtores. Idem. p. 47.

de salvaguardar os interesses dos Estados membros, individualmente e coletivamente; 3) garantir estabilidade de preços nos mercados internacionais, eliminando-se as perigosas flutuações de preços; e 4) garantir uma renda constante para os países produtores; uma eficiente, econômica e regular oferta de petróleo para os países consumidores; e uma renda equilibrada para a indústria de petróleo.<sup>27</sup> (Quadro 3).

### **1.3.3 – A Importância do *Upstream* e da Obtenção de Reservas para a Indústria Mundial de Petróleo**

O *upstream* é a atividade principal da indústria petrolífera por, basicamente, dois motivos: a possibilidade de obtenção de lucros extraordinários e o acesso à matéria-prima. Adicionalmente, a obtenção de reservas de petróleo para a IMP é fundamental, uma vez que toda indústria mundial baseia-se no padrão de desenvolvimento de alto consumo de petróleo e derivados; e a sua trajetória de preços influencia a utilização e os avanços tecnológicos das demais fontes energéticas alternativas ou tradicionais e o ritmo de crescimento da economia mundial.

A extração de petróleo, assim como o de outros minerais, possibilita aos seus proprietários uma renda auferida no desenvolvimento da atividade, cuja natureza provém da exaustão dos recursos não-renováveis. A renda mineral é uma remuneração auferida pelo proprietário das jazidas devido à detenção dos recursos. As reservas de petróleo encontram-se distribuídas de forma desigual, o que origina importantes diferenças na estrutura de custos de produção entre as firmas e os mercados. Assim, dada as diferenças de custos e suas vantagens, as companhias petrolíferas direcionam suas estratégias para a obtenção de rendas diferenciais de natureza mineral.

Todavia, outras rendas são pertinentes neste setor, a saber: 1) rendas de posição – relativas à proximidade geográfica das reservas e dos centros consumidores (redução dos custos de transporte); 2) rendas de qualidade – rentabilidade das reservas, provenientes do tipo de óleo explorado; 3) rendas tecnológicas – vantagem competitiva dos produtores que utilizam tecnologias mais eficientes. A geração de lucros extraordinários e as vantagens competitivas em

---

<sup>26</sup> Além dos fundadores, outros países passaram a fazer parte da OPEP, a saber: Qatar (1961), Líbia (1962), Indonésia (1962), Emirados Árabes Unidos (1967), Argélia (1969), Nigéria (1971), Gabão (1973) e Equador (1975). OPEP (2004), op. cit., pp. 13-14.

todas as atividades da indústria são os principais responsáveis pelas disputas geopolíticas pelo controle das melhores reservas.

Os custos da produção de petróleo são, basicamente, dois: 1) custos técnicos de produção – custos envolvidos até a colocação do petróleo nos mercados primários; e 2) custos fiscais – referentes aos pagamentos de direitos de propriedade e outros encargos tributários e fiscais. Os custos de produção do *upstream* representam, aproximadamente, 70% dos custos de toda a indústria petrolífera. Os custos técnicos podem ser muito diferenciados de acordo com a área geográfica ou região de produção, devido às dificuldades exploratórias, ao tipo de óleo encontrado, à profundidade dos poços em produção, à taxa de juros que é utilizada para financiar o investimento e à distância dos pontos de produção ou de saída da produção de óleo.

**Quadro 4 - Custos Técnicos Unitários da Produção de Petróleo (dólares/bbl)**

Área Geográfica	Custos (dólares/bbl)	Produtividade (bbl/d/poço)	Poços (número)
<b>Oriente Médio</b>		2330	5.400
On-shore: velhos campos	0,4-0,8	4700-7000	
Novos campos	2,0-4,0	800-1400	
Off-shore: campos grandes	2,0-4,0		
Campos pequenos	3,0-6,0		
<b>África</b>			
On-shore	1,0-3,0	1000	4900
Off-shore	3,0-6,0		
<b>Estados Unidos</b>			
On-shore	2,5-10,0	13	636000
Off-shore	3,0-5,0		
<b>Mar do Norte</b>		3700	912
Área Norte	8,0-20,0		
Área Sul	4,0-10,0		
Campos Marginais	15,0-25,0		

**Fonte:** Custos: Masseron (1992); produtividade e poços: *Internacional Petroleum Encyclopedia*. In: CLÔ, Alberto. *Oil Economics and Policy*. EUA:SEPS, 2000. p. 8.

As variações de custos de produção entre as áreas de produção podem ser, segundo CLÔ (2000), de 10% a 20% para os custos de exploração, de 40% a 60% para os custos de desenvolvimento e de 20% a 50% para os custos operacionais de extração. Tais diferenças podem ser explicadas, dentre outros fatores, pela produtividade dos poços, ou seja, o mesmo valor despendido com investimento no *upstream* de regiões diferenciadas pode causar uma grande

<sup>27</sup> OPEP. *OPEC Statute*. OPEP, 2000. p. 1.

diferença de produtividade do fluxo de produção.<sup>28</sup> As companhias recebem rendas extras devido a estas diferenças de custos, por isso a região do Oriente Médio é tão importante para a IMP. Pode-se assim afirmar que, os preços do petróleo não possuem uma referência única nos seus custos de produção.

Para a avaliação dos custos do *upstream*, deve-se levar em consideração não somente o custo econômico (somatório dos custos obtidos na produção em fluxo), mas também o custo de reprodução das reservas. O custo de reprodução é dado pelo somatório do custo de produção atual (medido em barril), do custo de desenvolvimento (por barril adicionado de capacidade) e do custo de exploração (por barril descoberto). Sendo que a diferença principal entre o custo da produção atual e o custo de reprodução é o horizonte de tempo. Aquele representa o custo dos investimentos feitos no passado, a taxa de sucesso ou de fracasso da atividade exploratória anterior, o custo fixo dos equipamentos e os custos de operação. O custo de reprodução representa os custos de condições futuras de produção que estão associados às incertezas e aos riscos da exploração e desenvolvimento de novas áreas. Por sua vez, os custos de exploração e desenvolvimento das reservas representam um custo marginal de longo prazo.

**Quadro 5 - Produção Mundial de Petróleo e Reservas Adicionais Totais - 1944-1998**  
(Bilhões de Barris)

Região Geográfica	1944	1945-1960	1961-1970	1971-1980	1981-1990	1990-1998	Cumulativo
<b>OPEP</b>							
Produção Cumulativa	-	26	55	103	62	74	320
Reservas Adicionais Totais	-	219	252	127	392	108	1098
Reservas no fim	22	215	412	436	766	800	800
<b>NÃO-OPEP</b>							
Produção Cumulativa	-	51	64	102	142	107	466
Reservas Adicionais Totais	-	598	187	113	164	109	671
Reservas no fim	29	76	200	211	233	235	235
<b>Total Mundial</b>							
Produção Cumulativa	-	77	119	205	204	181	786
Reservas Adicionais Totais	-	318	439	242	555	217	1771
Reservas no fim	51	291	611	648	999	1035	1035

**Fonte:** Frey e Ide; *Oil & Gas Journal*. In: ADELMAN, M.A. World Oil Production & Prices 1947-2000. In: *Quarterly Review of Economics and Finance*. Nº 42, 2002. p. 181.

<sup>28</sup> No Oriente Médio, encontram-se valores máximos superiores a 7.000 b/d/p e, nos EUA, um valor mínimo médio de 13 b/d/p.

## **1.4 – As Características da Indústria Mundial de Petróleo e as Principais Dificuldades de Mudanças Substanciais na Matriz Energética Mundial**

### **1.4.1 – Características da Indústria Mundial de Petróleo**

As teorias não representam um razoável entendimento da dinâmica da IMP e da evolução dos preços do petróleo devido à dificuldade de estimar e quantificar os fatores geopolíticos; à dificuldade empírica de separar os fatores de curto e médio prazos e, assim, apresentar o comportamento das variáveis bem como, à dificuldade de simplificar o sistema petrolífero por causa da interdependência entre as variáveis. Neste ambiente de instabilidade e incerteza, as companhias utilizam várias estratégias para reduzir o nível de incerteza: novas formas de organização industrial, definição das relações com o mercado e novo mecanismo contratual objetivando conciliar competição (curto prazo) com estabilidade dos mercados (longo prazo).

Para compreender melhor as estratégias utilizadas pelas companhias petrolíferas e o ambiente a elas relacionado, seria conveniente identificar as principais características setoriais, a saber: 1) o caráter exaurível do recurso petróleo; 2) o elevado capital de risco; 3) as economias de escala e o longo tempo de maturação dos investimentos; 4) a integração vertical e a distribuição do risco entre as várias atividades do setor (exploração, produção, refino e distribuição); 5) as fortes barreiras à entrada; 6) a estrutura oligopólica e internacionalizada formada pelas próprias características do setor; e 7) a elevada tecnologia envolvida no processo de E&P.

#### **1.4.1.1 – Caráter Exaurível do Recurso Petróleo**

O petróleo é um recurso natural não-renovável que origina um insumo que deve ter o seu suprimento e fornecimento ininterruptos (em fluxo), o que tornam a incerteza e a instabilidade dimensões relevantes da IMP desde o seu surgimento até os dias atuais. Adicionalmente, a grande contradição desta indústria é que os maiores consumidores de petróleo não são os países que têm os maiores níveis de reservas, sendo as principais regiões produtoras (Oriente Médio) áreas politicamente instáveis.

#### 1.4.1.2 – Elevado Capital de Risco

O segmento mais arriscado da IMP é o *upstream* (aproximadamente, 70%), mas, por outro lado, sem petróleo não há indústria. O *upstream* é uma atividade altamente intensiva em capital, devido ao alto risco exploratório. No entanto, as descobertas de novas áreas são primordiais para manutenção do fluxo de petróleo e para a sustentação de toda a cadeia petrolífera. Além dos riscos existentes em todas as indústrias (custos, mercados, demanda e preços), o setor petrolífero possui o risco geológico, dado pela incerteza da rentabilidade econômica das descobertas de hidrocarbonetos; o risco político, proveniente de mudanças regulatórias ou institucionais dos países hospedeiros e o risco técnico, proveniente de equívocos na interpretação de dados na atividade exploratória.

As estratégias adotadas pelas empresas para o investimento no *upstream* são o elevado nível de auto-financiamento, de 70% a 80%, e o financiamento partilhado, que necessitam de altos custos de coordenação. A estratégia utilizada pelas companhias na distribuição de riscos e custos é a integração vertical e horizontal, atuando com escala em diversos países, que possuem graus diferenciados de reservas e riscos políticos. Além disso, para obter o próprio petróleo e continuar atuando em outras atividades da indústria, minimizando os custos embutidos nos fracassos exploratórios, as companhias destinam parte significativa dos recursos para a atividade exploratória.

#### 1.4.1.3 – Economias de Escala e Longo Tempo de Maturação dos Investimentos

A indústria petrolífera é conduzida, de certa forma, a tomar decisões a partir de uma avaliação global de todos os seus segmentos, no curto e longo prazos. Tal estratégia é advinda de três atributos econômicos, a saber: 1) economias de escala, principalmente, no refino e no transporte; 2) interdependências tecnológicas e econômicas entre os segmentos e nos próprios segmentos<sup>29</sup>. Observa-se, aqui, as relevantes economias de custos de transação derivadas do

---

<sup>29</sup> “A interdependência por si só não é um suficiente incentivo para a integração, desde que a indústria utilize formas adequadas de contratos. Entretanto, em um ambiente altamente variável [indústria mundial de petróleo], os contratos podem ser muito complexos e muito caros, envolvendo custos de transação e renegociação mais altos que os custos da integração”. CLÔ (2000), op. cit., p. 67.

planejamento e gestão das interdependências, que induzem a estratégia de integração vertical e horizontal das atividades da indústria de petróleo<sup>30</sup>; e 3) rigidez dos investimentos.

A eficiência e a produtividade da empresa estão vinculadas ao aumento constante de seu porte, à obediência à economia de escala e à atuação em conglomerados petrolíferos. A escala é indispensável para enfrentar um negócio de alto risco, em que alta tecnologia e somas enormes de recursos são necessárias.

No curto prazo a decisão de produzir um campo petrolífero é irreversível devido a certa rigidez das variáveis que condicionam a estrutura e o nível dos custos da produção de petróleo, mesmo que ocorram variações no preço e na demanda. Por sua vez, no longo prazo, aumentos ou reduções persistentes de preços, influenciam o suprimento futuro por causa das variações nos volumes de investimentos direcionados ao *upstream*.

Em todos os segmentos do setor de petróleo há rigidez, em especial, a rigidez de investimentos. Os investimentos em equipamentos para o segmento de *upstream*, frota de navios, oleodutos, plantas de refino e de armazenagem, bases de distribuição no atacado e rede de postos de varejo possuem baixa liquidez, porém são planejados adequadamente a partir de uma cultura empresarial formada por recursos humanos altamente qualificados. Há, também, rigidez na demanda por derivados, por exemplo, transporte veicular (gasolina, diesel). A rigidez das tecnologias de uso representam barreiras à saída dos consumidores, que são cada vez mais cativos do consumo de derivados de petróleo<sup>31</sup>.

A estratégia de rigidez de localização fez com que as atividades do *upstream* fossem concentradas nas regiões que possuíam as melhores reservas (Oriente Médio, Indonésia e Venezuela). Por sua vez, a rigidez funcional dos ativos físicos também foi utilizada ao aumentar as plantas de refino, o transporte por navios e a infra-estrutura portuária (armazenagem e rede distribuidora de derivados).<sup>32</sup>

O longo período de maturação dos investimentos também é uma característica marcante da indústria do petróleo. A exploração, por exemplo, requer de dois a três anos, em

---

<sup>30</sup> Os choques do petróleo, a desverticalização relativa da indústria e a nacionalização das empresas petrolíferas relativas aos membros da OPEP modificaram a evolução das economias de escala no refino e no transporte e a natureza das interdependências, tornando-as mais complexas em meio a instabilidade da IMP.

<sup>31</sup> A combinação da rigidez dos investimentos no setor e da consolidação do padrão tecnológico baseado em multiplicação dos usos dos derivados, geração de economias de escala e de escopo e coordenação das atividades setoriais foi o padrão de referência da IMP, adotada pelas *majors* na década de 1930.

<sup>32</sup> As *majors* utilizaram a rigidez de localização e a rigidez funcional dos ativos físicos na década de 1970.



terra, e de três a cinco anos, em águas profundas. Caso haja sucesso na exploração, são necessários, aproximadamente, de quatro a seis anos para a instalação da estrutura de transporte e produção. Além das atividades do *upstream*, outros investimentos também exigem um considerável período de tempo, como a construção de plantas de refino, de redes de oleodutos e de navios-tanques.<sup>33</sup>

#### 1.4.1.4 – Integração Vertical e Distribuição do Risco entre as Várias Atividades do Setor

A indústria petroleira foi uma das primeiras indústrias no mundo a atuar de forma verticalmente integrada. A integração vertical da IMP provém da necessidade de distribuir riscos e custos nos vários segmentos da cadeia. Dada à incerteza, aos níveis de riscos e os altos investimentos requeridos na indústria, a integração vertical permite saídas de mercado garantidas para o refinador e ofertas garantidas para o distribuidor. Adicionalmente, permite compensar a rentabilidade da produção, refino e comercialização (atuação do poço ao posto). De acordo com PETROBRÁS (1993),

*“... emprega-se o termo ‘integração vertical’ para indicar que uma empresa participa em todas as etapas do processo. A busca de uma integração vertical mais completa pode ser enfocada a partir de duas óticas. Do ponto de vista industrial, apenas do ‘upstream’ (exploração e produção de óleo) constituir-se frequentemente na atividade básica das empresas, há várias vantagens associadas ao aumento da integração, tais como maior segurança no abastecimento, redução de custos de comercialização, economias de escala, dentre outros. Do ponto de vista econômico, considerando que as vendas do ‘upstream’ constituem-se no fornecimento do ‘downstream’ (refino, transporte, petroquímica básica e distribuição de derivados), a integração tende a diminuir os riscos globais da atividade empresarial.”*<sup>34</sup>

#### 1.4.1.5 – Fortes Barreiras à Entrada

As principais barreiras à entrada de novas empresas na indústria são o alto volume de capital requerido no empreendimento e o acesso às matérias-primas. Nos momentos de manutenção de baixo preço do petróleo, várias companhias deixam de atuar no *upstream* ou saem

<sup>33</sup> GUIMARÃES, Andréa Bastos da Silva. *As Experiências de Privatização do Setor Petrolífero na Argentina e de Abertura à Participação do Capital Privado na Venezuela*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, Março de 1997. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético). p. 31.

<sup>34</sup> PETROBRÁS. *Sistema PETROBRÁS: diagnóstico e perspectivas*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, Outubro de 1993. p. 20.

da indústria. Atualmente, a estratégia utilizada pelas *majors* é a fusão e a aquisição, aumentando principalmente o nível de reservas e o volume de capital a ser investido.

#### **1.4.1.6 – Estrutura Oligopolística e Internacionalizada**

A indústria mundial do petróleo atua de forma oligopolizada, diversificada e internacionalizada, o que permite às grandes empresas um domínio do mercado mundial de petróleo, integrando verticalmente as suas atividades desde a pesquisa, a exploração e a produção, até o transporte, o refino e a distribuição de produtos.

A redução de preços, em um mercado oligopolista, pode ser facilmente imitada, ocasionando uma guerra de preços, não correspondendo a um movimento vantajoso. Dada a competição predatória dos primeiros anos da indústria, a estratégia utilizada pelas grandes firmas foram os acordos e a regulação privada (principalmente, o exemplo do cartel das “Sete Irmãs”). Toda a história da indústria de petróleo mundial tem sido marcada por um contínuo esforço para reduzir os aspectos não-econômicos (em especial, os fatores geopolíticos) e os custos da livre competição (exaustão de um recurso não-renovável), através da centralização do controle sobre a IMP, com a finalidade de estabilidade do mercado.

#### **1.4.1.7 – Elevada Tecnologia Envolvida no Segmento E&P**

O *upstream* é uma atividade que requer grandes conhecimentos de geofísica, sismologia, modelagem, processamento de dados, requer diversificadas tecnologias empregadas para perfuração e sondagem e altos investimentos nas descobertas das jazidas e na avaliação de viabilidade do campo recém descoberto. Assim, as decisões de investimento em novas áreas de produção devem levar em consideração o desenvolvimento tecnológico no *upstream*, as novas áreas descobertas, os cenários de evolução dos preços do petróleo, a trajetória da demanda por petróleo e a evolução da taxa de juros.

As mudanças ocorridas na indústria depois da nacionalização das principais áreas produtoras e dos choques do petróleo abarcaram, do lado da demanda, a substituição do petróleo por outras fontes alternativas e a conservação energética. Do lado da oferta, o aumento da produção não-OPEP. O *upstream*, com a procura de petróleo em novas áreas *offshore*, possibilitou a inovação nos métodos, nas técnicas e na organização industrial, o que estimulou

grande concentração na indústria parapetrolífera. Ocorreu, também, uma crescente competição interenergética nos usos não cativos e cativos dos produtos da indústria de petróleo<sup>35</sup>.<sup>36</sup>

#### 1.4.2 – Importância do Petróleo e Dificuldades de Mudanças Substanciais na Matriz Energética Mundial

O petróleo é um produto estratégico e indispensável para o desenvolvimento das economias mundiais dos países industrializados e, em especial, dos países em desenvolvimento. No início do século XXI, o *ouro negro* ainda é o tema central devido às incertezas provenientes dos conflitos das regiões produtoras, ao aumento do consumo proveniente dos países em desenvolvimento (principalmente, China e Índia), à estabilidade da oferta das regiões não-OPEP e da constante dependência da produção do Oriente Médio (2/3 das reservas mundiais provadas). Tais incertezas tornaram-se mais acentuadas pelos ataques terroristas ao *World Trade Center* e ao Pentágono norte-americano e, também, dado o conflito entre Israel-Palestina.

Vários são os motivos que tornam a IMP fundamental para a economia mundial, dentre eles, CLÔ (2000) e FAVENNEC (2003) citaram: 1) o petróleo é a fonte de energia mais consumida no mundo e fundamental para o desenvolvimento das economias dos países periféricos e centrais; 2) grande parte dos setores industriais e do sistema de transporte dependem do petróleo, e a tecnologia atual representa um grande limitante deste fator; 3) as economias dos países que possuem grandes excedentes ou ineficiências de petróleo são muito influenciadas pela dinâmica dos preços e pela avaliação física de reservas; 4) os preços das outras fontes de energia, especialmente o gás natural, são diretamente correlacionados com o preço do petróleo; e 5) o

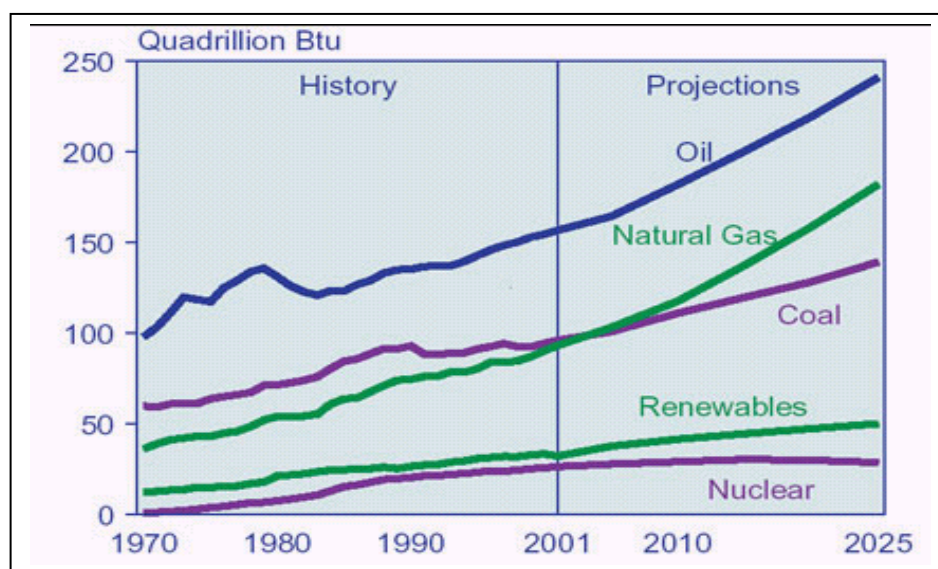
---

<sup>35</sup> “Estas novas tecnologias permitiram um rápido aumento das reservas de petróleo não OPEP ao longo da década de 1970 e 1980. Na década de 1980, descobriu-se três vezes mais petróleo do que se consumiu. Novas áreas de produção com grandes reservas foram desenvolvidas. As principais novas áreas foram as reservas offshore do Mar do Norte, do Golfo do México, da África Ocidental e do Brasil. Com o desenvolvimento destas novas áreas, a participação da OPEP na produção mundial de petróleo reduziu-se em torno de 40% em 1980 para 30% em 1990.” ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *Fundamentos de Economia do Petróleo*. Rio de Janeiro: COPPEAD-IE/UFRJ, 2003b. p. 23. (Mimeo).

<sup>36</sup> Na indústria mundial de petróleo, os conceitos de recursos e reservas são relevantes na identificação dos limites de produção de petróleo, na dinâmica industrial e na relação entre seus custos e preços. Nos curto e médio prazos, a capacidade de produção disponível sustentável (reprodução econômica das reservas) é condicionante da dinâmica petrolífera. A proporção R/P (reservas/produção) relaciona o fluxo de produção (b/d; b/a), num determinado período de tempo  $t$ , à disponibilidade de reservas necessárias para manter a produção desse fluxo no período futuro  $t_n$ . A reprodução econômica das reservas é influenciada pela descoberta de novas reservas, pelo volume de investimento em exploração e desenvolvimento, do investimento no número de poços perfurados e da infra-estrutura necessária para extrair o fluxo de óleo. Comparando-se tais indicadores de custos das novas descobertas com os preços do petróleo, obtém-se a receita do *upstream*.

petróleo sempre representou e, atualmente, ainda representa, um fator político importante. A conjunção de fatores políticos e econômicos são os responsáveis pela incerteza e instabilidade inerentes à IMP.<sup>37</sup>

Apesar da queda no consumo de petróleo ocasionada pelos choques de petróleo da década de 1970 e pelas políticas ambientais, ainda hoje ele é a principal de fonte de energia.<sup>38</sup> De acordo com o EIA/DOE (2004a), espera-se que o petróleo continue sendo a fonte de energia mundial dominante em 2025, proveniente do aumento continuado da demanda do setor de transporte dos países desenvolvidos (mais difícil de substituição) e do aumento da demanda em todos os setores dos países em desenvolvimento. (Figura 1).



**Figura 1 – Consumo Mundial de Energia, por Fonte de Energia (1970 – 2025)**

**Fonte: Histórico:** Energy Information Administration (EIA). *International Energy Annual 2001*. Washington, D.C.: EIA/DOE, Fevereiro de 2003. In: [www.eia.doe.gov/iea](http://www.eia.doe.gov/iea). **Projeção:** EIA. *System for the Analysis of Global Energy Markets 2003*. Washington, D.C.: EIA/DOE. In: [www.eia.doe.gov/iea](http://www.eia.doe.gov/iea).

Os custos de produção e de transporte do petróleo são outros fatores que impossibilitam, nos curto e médio prazos a sua substituição por outras fontes energéticas e a

<sup>37</sup> CLÔ (2000), op. cit..

<sup>38</sup> O balanço energético mundial é assim distribuído: 40% petróleo, 25% gás natural, 25% carvão e 10% geração hidrelétrica e nuclear. FAVENNEC, Jean-Pierre. *Petroleum Geopolitics at the 21<sup>st</sup> Century*. In: *Les Cahiers de L'Économie*. Nº 52. Paris: Institut Français du Pétrole, 2003. p. 5.

mudança na matriz energética mundial. O seu custo de produção é variável (baixo no Oriente Médio, alto em áreas *offshore* mais difíceis como o Mar do Norte e o Mar Cáspio) e raramente excede 10 a 12 dólares por barril (a maior parte do petróleo é produzido a menos que 8 dólares por barril). O custo de produção mais o custo de transporte é menor que o custo das energias competitivas, com a exceção do carvão.

## **1.5 – Os Fatores de Competitividade da Indústria e a Projeção da Importância da Dimensão Geopolítica**

### **1.5.1 – Fatores de Competitividade da Indústria Mundial de Petróleo**

Vários são os aspectos que devem ser considerados no que se refere à competitividade do setor petrolífero em todas as suas atividades, principalmente, na extração e no refino. A seguir eles serão apresentados de acordo com a seguinte classificação: 1) Internos à empresa do petróleo; 2) Estruturais; e 3) Sistêmicos.<sup>39</sup>

#### **1.5.1.1 - Fatores Internos à Empresa do Petróleo**

O tamanho da empresa, o seu grau de verticalização e oligopolização são os fatores internos<sup>40</sup> mais importantes para a sua competitividade. Cabe ressaltar que a alta tecnologia e somas enormes de recursos são necessárias para a inserção de uma empresa no mercado mundial.

Mesmo apresentando enfoques diferentes, e por vezes opostos, grande parte das empresas petrolíferas, tanto de países importadores de petróleo, quanto de países exportadores, busca minimizar os riscos inerentes ao negócio-petróleo a partir de três estratégias competitivas

---

<sup>39</sup> FURTADO, André & NEWTON, Mulher. *Estudo da Competitividade da Indústria Brasileira: Competitividade da Indústria de Extração e Refino de Petróleo*. Campinas: IEI/UNICAMP, 1993. pp. 40-41.

<sup>40</sup> Os fatores internos à empresa ou fatores empresariais são aqueles sobre os quais a empresa detém poder de decisão e podem ser controlados ou modificados através de condutas ativas assumidas, correspondendo a variáveis no processo decisório. Dizem respeito basicamente ao estoque de recursos acumulados pela empresa e às estratégias de ampliação desses recursos por elas adotadas, em termos das suas áreas de competência: 1) a eficácia da gestão em termos do posicionamento estratégico da empresa de acordo com fatores de sucesso no mercado e da capacidade de integrar estratégica, capacitação e desempenho; 2) a capacitação tecnológica em processos e produtos; 3) a capacitação produtiva principalmente em termos do grau de atualização dos equipamentos e instalações assim como dos métodos de organização da produção e controle da qualidade e a produtividade dos recursos humanos. FERRAZ, João Carlos; KUPFER, David & HAGUENAUER, Lia. *Made in Brazil: desafios competitivos para a indústria*. Rio de Janeiro: Campus, 1995. p. 10.

em comum, cada vez mais presentes ao longo dos últimos anos: integração vertical, diversificação seletiva<sup>41</sup> e internacionalização<sup>42</sup>.

A integração da indústria é um grande fator de competitividade. Quando uma empresa atua desde a exploração até a distribuição dos derivados do petróleo (do poço ao posto), passa a competir melhor com empresas de grande porte. Os riscos e a intensidade do capital não são uniformes em todas as fases da indústria. A exploração exige grandes investimentos mesmo com a constante inovação tecnológica. O refino, embora necessite de elevado montante de recursos financeiros e requeira elevadas escalas, apresenta riscos menores que as atividades de exploração e produção. Já a distribuição e comercialização de derivados requerem um volume menor de capital e apresentam os riscos normais de qualquer atividade econômica. Assim, por exemplo, se for feita num país com poucas reservas e de difícil acesso a esta matéria-prima, a exploração incorre em um alto risco.<sup>43</sup> No entanto, os lucros obtidos com o refino podem cobrir eventuais perdas na exploração.

A desigual distribuição do risco financeiro entre as diversas atividades da indústria do petróleo permite que a vantagem de ser uma empresa verticalmente integrada não se restrinja à redução dos custos de transação pela internalização de todas as atividades do setor em uma mesma empresa. Fornece, como foi visto, a possibilidade de redução dos riscos das fases da indústria petrolífera, obtendo um risco médio que compense as desigualdades verificadas no processo. Além disso, a integração vertical permite uma maior flexibilidade pela compensação de, por exemplo, uma diminuição nos preços do petróleo bruto pelo aumento da margem de lucro do refino e da distribuição.

Outro fator interno à indústria do petróleo é o longo tempo de maturação dos seus investimentos. As características intrínsecas ao setor petrolífero, quais sejam, longo período de maturação dos investimentos, economias de escala, elevado capital de risco, dentre outras,

---

<sup>41</sup> Diversificação em áreas afins, ou seja, que possibilitem lucro sem que a empresa se afaste muito de sua função original. No caso do petróleo, de acordo com a PETROBRÁS (1993), “o principal ramo de diversificação é a área química (petroquímica e fertilizantes). Isto ocorre porque, para essas empresas, a química é estratégica, sendo uma extensão natural de seu negócio de origem, através da integração com a área de refino.” PETROBRÁS (1993), op. cit., p. 21.

<sup>42</sup> Expansão ou atuação de empresas no exterior. “O resultado da internacionalização das atividades petrolíferas tem sido uma maior integração entre os mercados nacional e internacional, criando condições para a redução de custos e otimização de resultados através de operações comerciais de petróleo e derivados.” Idem. p. 23.

<sup>43</sup> Um dos exemplos que mostram que a atividade de exploração incorre em alto risco é o poço de Mukuluk, perfurado na costa do Alasca no ano de 1983, que custou US\$ 2 bilhões e não possuía nem petróleo e nem gás, somente tinha água salgada. PETRY, André. O motor do século e do capitalismo. *Veja*, nº 24, Junho de 1995. p. 36.

tornaram-no uma estrutura de mercado oligopólica. Dadas essas características, as grandes empresas da indústria possuem um enorme poder de mercado e dificultam a entrada de novos concorrentes. Não há livre concorrência e há uma grande necessidade de coordenação oligopólica para que não haja guerra de preços e crescente instabilidade na indústria, o que acarretaria redução dos investimentos em E&P e crise de abastecimento no futuro.

### **1.5.1.2 – Fatores Estruturais**

Como fatores estruturais<sup>44</sup> de grande importância para a competitividade da indústria destacam-se a existência de reservas e de mercado consumidor. As maiores oportunidades para o desenvolvimento do setor petrolífero estão nos países que detêm grandes reservas (países exportadores - OPEP e outros do Terceiro Mundo) ou nos países que contam com um grande mercado consumidor (Estados Unidos, Europa Ocidental e Japão).

Logo, a competitividade no setor petrolífero se dá em função da localização estratégica de suas atividades produtivas (exploração/produção e refino). Por exemplo, na atividade do refino, a possibilidade de competir aumenta de acordo com a proximidade dos centros consumidores. Os Estados Unidos, o Japão, a Europa Ocidental, juntamente com o Canadá, China, Rússia e Coreia do Sul, ou seja, os países ricos ou emergentes, demandam quase 80% da produção de petróleo mundial. Estes países são os maiores refinadores de petróleo por serem os maiores consumidores (as refinarias têm de estar próximas aos grandes centros

---

<sup>44</sup> Os fatores estruturais são aqueles sobre os quais a capacidade de intervenção da empresa é limitada pela mediação do processo de concorrência, estando por isso apenas parcialmente sob sua área de influência. Diferentemente dos fatores empresariais, apresentam especificidades setoriais mais nítidas na medida em que têm a sua importância diretamente relacionada ao padrão de concorrência dominante em cada indústria. Conformam o ambiente competitivo no qual as empresas se enfrentam, abrangendo não somente as características da demanda e da oferta, mas também a influência de instituições extra-mercado, públicas e não públicas, que definem o regime de incentivos e regulação da concorrência prevalente.

Em termos de mercado, integram os fatores estruturais características como taxas de crescimento, distribuição geográfica e em faixas de renda; grau de sofisticação tecnológica e outros requisitos impostos aos produtos; oportunidades de acesso a mercados internacionais; sistemas de comercialização entre outros. A configuração da indústria refere-se às tendências do progresso técnico em particular no que diz respeito aos ciclos de produtos e processos; à intensidade do esforço de P&D e às oportunidades tecnológicas, inclusive de introdução de inovações radicais; às escalas típicas de operação e aos níveis de concentração técnica e econômica da oferta; ao grau de verticalização e diversificação setorial; à distribuição espacial da produção e adequação da infra-estrutura física; ao regime de P&D e integração com infra-estrutura tecnológica; ao relacionamento da empresa com fornecedores, usuários e concorrentes; e à relação capital-trabalho. Do regime de incentivos e regulação da concorrência fazem parte o grau de rivalidade entre concorrentes; o grau de exposição ao comércio internacional; a ocorrência de barreiras tarifárias e não-tarifárias às exportações; a estrutura de incentivos e tributos à produção e comércio exterior,

consumidores, o que é considerada uma grande estratégia competitiva). Atualmente, os países exportadores de petróleo vêm-se esforçando para ampliar as suas capacidades de refino, mesmo tendo o consumo interno reduzido. Entretanto, isso não é suficiente para mudar o perfil internacional do setor.

### 1.5.1.3 - Fatores Sistêmicos

Entre os chamados fatores sistêmicos<sup>45</sup>, os mais importantes são os geopolíticos, uma vez que os países que possuem grande parte das reservas de petróleo (com exceção dos Estados Unidos e da Rússia) são os países subdesenvolvidos ou em via de desenvolvimento, e os que mais consomem são os países desenvolvidos (que não têm petróleo ou têm produção reduzida quando comparada com o seu nível de consumo). Assim, o desequilíbrio geográfico é um importante fator de conflitos geopolíticos. (Quadro 6).

Antes da Segunda Guerra Mundial, por exemplo, quando os Estados Unidos eram exportadores líquidos de petróleo, a IMP encontrava-se em uma fase de equilíbrio proporcionada pela igualdade de áreas de produção e de consumo. A situação mudou completamente quando o centro da produção adicional moveu-se para os países do Oriente Médio e do Norte da África e o consumo manteve-se nas áreas mais industrializadas do mundo (Estados Unidos, Europa e Japão). O petróleo passou a ser o motivo de conflitos políticos quer entre países importadores, entre países importadores e exportadores, ou entre companhias e governos. Ter o controle das

---

incluindo os aspectos relacionados ao financiamento e ao custo de capital; a efetividade da regulação das práticas desleais de concorrência. FERRAZ, KUPFER & HAGUENAVER (1995), op. cit., pp. 10-12.

<sup>45</sup> Os fatores sistêmicos são aqueles que constituem externalidades *strictu sensu* para a empresa produtiva, sobre os quais a empresa detém escassa ou nenhuma possibilidade de intervir, constituindo parâmetros do processo decisório. São divididos em:

- 1) **Macroeconômicos:** taxa de câmbio, carga tributária, taxa de crescimento do produto interno, oferta de crédito e taxas de juros, política salarial e outros parâmetros.
- 2) **Políticos-institucionais:** política tributária, política tarifária, apoio fiscal ao risco tecnológico, poder de compra do governo.
- 3) **Legais-regulatórios:** políticas de proteção à propriedade industrial, de preservação ambiental, de defesa da concorrência e proteção ao consumidor; de regulação do capital estrangeiro.
- 4) **Infra-estruturais:** disponibilidade, qualidade e custo de energia, transportes, telecomunicações, insumos básicos e serviços tecnológicos (ciência e tecnologia; informação tecnológica; serviços de engenharia, consultoria e projetos; metrologia, normalização e qualidade).
- 5) **Sociais:** sistema de qualificação da mão-de-obra (educação profissionalizante e treinamento), políticas de educação e formação de recursos humanos, trabalhista e de seguridade social.
- 6) **Internacionais:** tendências do comércio mundial, fluxos internacionais de capital, de investimento de risco e tecnologia, relações com organismos multilaterais, acordos internacionais. Idem. pp. 12-13.



riquezas petrolíferas correspondia à obtenção de insumo para suas indústrias, consolidar sua posição frente aos outros países e obtenção de lucros extraordinários por parte das empresas.

**Quadro 6- Recursos Mundiais de Petróleo Estimados (1995-2025)**  
(Bilhões de Barris)

Região e País	Reservas Provadas	Crescimento das Reservas	Reservas Não Descobertas	Total
<b>Países Industrializados</b>				
EUA	22,7	76,0	83,0	181,7
Canadá	178,9	12,5	32,6	224,0
México	15,7	25,6	45,8	87,1
Japão	0,1	0,1	0,3	0,5
Austrália/Nova Zelândia	3,6	2,7	5,9	12,1
Europa Ocidental	18,2	19,3	34,6	72,1
<b>Eurásia</b>				
Ex-União Soviética	78,0	137,7	170,8	386,5
Europa Oriental	1,4	1,5	1,4	4,2
China	18,3	19,6	14,6	52,5
<b>Países em Desenvolvimento</b>				
Américas do Sul e Central	98,8	90,8	125,3	314,9
Índia	5,4	3,8	6,8	16,0
Outros Países em Desenvolvimento da Ásia	11,0	14,6	23,9	49,5
África	87,0	73,5	124,7	285,2
Middle East	726,8	252,5	269,2	1248,5
<b>Total</b>	1265,8	730,1	938,9	2934,8
<b>OPEP</b>	869,5	395,3	400,5	1665,6
<b>Não-OPEP</b>	396,3	334,5	538,4	1269,2

Fonte: EIA/DOE. *International Energy Outlook*. Washington, D.C.: EIA/DOE, Abril de 2004. p. 36.

Com o primeiro choque do petróleo (1973), a luta política tornou-se ainda mais exacerbada entre os países do Norte e os países do Sul<sup>46</sup> no que se refere ao petróleo, uma vez que os países em desenvolvimento obtiveram grandes avanços na produção e no controle da renda do petróleo, e os países desenvolvidos tiveram que se adequar a este novo contexto procurando novas opções de produção e reduzindo o consumo de petróleo.

A projeção da EIA/DOE (2004), a partir do cenário de referência previsto para 2025, acentua o balanço assimétrico entre os maiores países e regiões produtoras e maiores países e

<sup>46</sup> Denominação utilizada no trabalho realizado pela UNICAMP intitulado “*Competitividade da Indústria de Produção e Refino de Petróleo*”, no qual se quer falar dos países desenvolvidos e subdesenvolvidos, respectivamente.

regiões consumidoras. (Quadro 7; Quadro 8). A OPEP será o grande produtor de petróleo, dada à estabilidade da produção dos países não-OPEP e às suas reservas. Os maiores consumidores continuarão sendo os Estados Unidos, mas os países em desenvolvimento da Ásia também terão uma grande participação, em especial, China e Índia, o que poderia fragilizar as relações entre estas áreas geográficas.

**Quadro 7 - Consumo Mundial de Petróleo por Região (2001-2025)<sup>1</sup>**  
(Milhões de Barris por Dia)

Região/País	2001	2010	2015	2020	2025	2001-2025 (% ao ano)
<b>Países Industrializados</b>						
América do Norte	23,5	27,4	29,9	31,9	34,6	1,6
EUA	19,6	22,7	24,8	26,4	28,3	1,5
Europa Ocidental	14,0	14,7	15,1	15,4	15,7	0,5
Ásia Industrializada	6,4	7,0	7,1	7,2	7,5	0,7
Japão	5,4	5,7	5,7	5,7	5,8	0,3
<b>Total Países Industrializados</b>	43,9	49,1	52,1	54,6	57,8	1,2
<b>EE/FSU</b>						
Ex-União Soviética	3,9	4,4	5,0	5,7	6,4	2,1
Rússia	2,6	2,9	3,3	3,8	4,3	2,1
Europa Oriental	1,4	1,6	1,7	1,9	2,1	1,7
<b>Total Europa Oriental/ex-União Soviética</b>	5,3	5,9	6,7	7,6	8,5	2,0
<b>Países em Desenvolvimento</b>						
Ásia em Desenvolvimento	14,8	20,2	23,7	27,6	31,6	3,2
China	5,0	7,6	9,2	11,0	12,8	4,0
Índia	2,1	2,8	3,5	4,4	5,3	3,9
Oriente Médio	5,4	6,8	7,5	8,3	9,1	2,2
África	2,6	3,1	3,6	4,1	4,7	2,5
Américas do Sul e Central	5,2	6,3	7,0	8,0	9,2	2,4
Brasil	2,2	2,6	2,9	3,3	3,8	2,3
<b>Total dos Países em Desenvolvimento</b>	27,9	36,4	41,8	48,1	54,5	2,8
<b>Total Mundo</b>	77,1	91,4	100,5	110,3	120,9	1,9

Nota: 1 – Caso de Referência.

Fonte: EIA/DOE. *International Energy Outlook*. Washington, D.C.: EIA/DOE, Abril de 2004. p. 167.

**Quadro 8 - Produção Mundial de Petróleo por Região e País (2001-2025)<sup>1</sup>**  
(Milhões de Barris por Dia)

Região/País	2001	2010	2015	2020	2025
<b>OPEP</b>					
<b>Golfo Pérsico</b>					
Irã	3,7	4,0	4,3	4,7	4,9
Iraque	2,8	3,7	4,4	5,3	6,6
Kuwait	2,4	3,1	3,7	4,4	5,0
Qatar	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8
Arábia Saudita	10,2	13,2	14,4	18,2	22,5
EAU	2,7	3,3	3,9	4,6	5,2
<b>Total Golfo Pérsico</b>	<b>22,4</b>	<b>27,9</b>	<b>31,4</b>	<b>38,0</b>	<b>45,0</b>
<b>Outros Países da OPEP</b>					
Argélia	1,6	2,0	2,1	2,4	2,7
Indonésia	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Líbia	1,7	2,0	2,2	2,6	2,9
Nigéria	2,2	2,6	3,0	3,4	3,8
Venezuela	3,2	3,7	4,3	4,9	5,6
<b>Total Outros Países da OPEP</b>	<b>10,2</b>	<b>11,8</b>	<b>13,1</b>	<b>14,8</b>	<b>16,5</b>
<b>Total OPEP</b>	<b>32,6</b>	<b>39,7</b>	<b>44,5</b>	<b>52,8</b>	<b>61,5</b>
<b>Países Não-OPEP</b>					
<b>Países Industrializados</b>					
EUA	9,0	9,5	9,3	8,9	8,6
Canadá	2,8	3,5	4,6	4,8	4,9
México	3,6	4,2	4,5	4,6	4,8
Austrália	0,7	0,9	0,8	0,8	0,8
Mar do Norte	6,3	5,9	5,4	5,1	4,6
Outros	0,7	0,8	0,6	0,6	0,6
<b>Total dos Países Industrializados</b>	<b>23,1</b>	<b>24,8</b>	<b>25,2</b>	<b>24,8</b>	<b>24,3</b>
<b>Eurásia</b>					
China	3,3	3,6	3,5	3,5	3,4
Ex-União Soviética	8,8	13,2	15,1	16,1	17,3
Europa Oriental	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5
<b>Total Eurásia</b>	<b>12,3</b>	<b>17,1</b>	<b>19,0</b>	<b>20,0</b>	<b>21,2</b>
<b>Outros Países Não-OPEP</b>					
Américas do Sul e Central	3,8	4,7	5,7	6,3	6,8
Middle East	2,0	2,2	2,5	2,6	2,8
África	3,0	4,0	5,0	5,7	6,9
Ásia	2,5	2,6	2,8	2,7	2,6
<b>Total Outros Países Não-OPEP</b>	<b>11,3</b>	<b>13,5</b>	<b>16,0</b>	<b>17,3</b>	<b>19,1</b>
<b>Total Não-OPEP</b>	<b>46,7</b>	<b>55,4</b>	<b>60,2</b>	<b>62,1</b>	<b>64,6</b>
<b>Total Mundo</b>	<b>79,3</b>	<b>95,1</b>	<b>104,7</b>	<b>114,9</b>	<b>126,1</b>
<b>% do consumo mundial de petróleo advindo da produção do Golfo Pérsico</b>	<b>26,6%</b>	<b>28,1%</b>	<b>29,0%</b>	<b>32,1%</b>	<b>34,8%</b>

Nota: 1 – Caso de Referência.

Fonte: EIA/DOE. *International Energy Outlook*. Washington, D.C.: EIA/DOE, Abril de 2004. p. 213 e p. 216.

A principal região exportadora continuará sendo o Oriente Médio. As demais regiões que terão importância no comércio mundial de petróleo serão a África, a América Latina e as

regiões do Leste europeu e da ex-União Soviética. Como se pode observar, a exportação continuará centrada nas áreas de maiores conflitos políticos. (Quadro 9).

**Quadro 9 - Importação e Exportação Líquida de Petróleo (1997-2020)**  
(Milhões de Barris por Dia)

Região/País	1997	2010	2020
<b>OCDE América do Norte</b>	9,0	12,6	15,2
<b>OCDE Europa</b>	7,4	10,8	13,3
<b>OCDE Pacífico</b>	5,7	6,4	6,6
<b>China</b>	0,9	4,6	8,5
<b>Outros Ásia</b>	4,9	10,8	16,7
<b>Ex-URSS/Europa do Leste</b>	- 2,8	- 4,5	- 4,9
<b>América Latina</b>	- 4,1	- 5,4	- 4,6
<b>África</b>	- 6,1	- 9,4	- 9,5
<b>Oriente Médio</b>	- 17,0	- 26,6	- 41,3

**Fonte:** International Energy Agency (2000). In: ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *Evolução da Indústria de Petróleo: Rumos e Perspectivas*. Rio de Janeiro: COPPEAD-IE/UFRJ, 2003. p. 6. (Mimeo).

Adicionalmente, as projeções da *International Energy Agency* (IEA) referentes ao crescimento dos fluxos internacionais do comércio de petróleo para 2010 e 2020 indicam a crescente dependência da importação de petróleo dos países da OCDE e dos países da Ásia em desenvolvimento, em especial a China, que aumentará a sua demanda e terá a sua produção de petróleo reduzida. (Quadro 10).

**Quadro 10 - Dependência de Importação de Petróleo (%)**

Região/País	1997	2010	2020
<b>América do Norte</b>	44,6	52,4	58,0
<b>Europa</b>	52,5	67,2	79,0
<b>Pacífico</b>	88,8	91,5	92,4
<b>OCDE</b>	54,3	63,3	70,0
<b>China</b>	22,3	61,0	76,9
<b>Índia</b>	57,4	85,2	91,6
<b>Outros Países do Sudeste Asiático</b>	87,2	95,1	96,1
<b>Leste Asiático</b>	53,7	70,5	80,7

**Fonte:** International Energy Agency (2000). In: ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *Evolução da Indústria de Petróleo: Rumos e Perspectivas*. Rio de Janeiro: COPPEAD-IE/UFRJ, 2003. p. 6. (Mimeo).

A manutenção do suprimento de energia e de petróleo para as regiões importadoras requer volumosas quantias de investimento na infra-estrutura de produção, transformação, transporte e distribuição. (Quadro 11). Todavia, as fontes de financiamento para estes

investimentos são incertas devido à incerteza dos custos futuros de descoberta e desenvolvimento de novas áreas e dos custos cada vez mais elevados do transporte do petróleo da região produtora para a região consumidora e devido à grande volatilidade dos preços do petróleo.

**Quadro 11 - Suprimento de Energia: Investimentos Acumulados por Região (1990-2020 e 2021-2050)**

	Cenário A		Cenário B		Cenário C	
	1990-2020	2021-2050	1990-2020	2021-2050	1990-2020	2021-2050
<b>10<sup>12</sup> US\$ 1990</b>						
<b>OCDE</b>	6,8	8,2	6,5	8,6	4,1	3,4
<b>FR</b>	2,6	4,0	1,9	3,2	1,7	1,7
<b>PED</b>	5,0	11,3	3,9	10,6	3,7	9,0
<b>Mundo</b>	14,3	23,4	12,4	22,3	9,5	14,1
<b>% PIB</b>						
<b>OCDE</b>	1,0	0,7	1,0	0,8	0,6	0,4
<b>FR</b>	7,7	3,1	6,4	4,2	5,1	2,2
<b>PED</b>	2,2	1,4	2,0	2,0	1,7	1,4
<b>Mundo</b>	1,5	1,1	1,4	1,3	1,1	0,8

**Notas:** Cenário A – alto crescimento; Cenário B – referência; Cenário C – Ecológico.

**Fonte:** IASA/WEC. *Energy for Tomorrow's World*. Laxenburg (Austria): International Institute for Applied Systems Analysis/World Energy Council, 1998.

### 1.5.2 – Importância da Dimensão Geopolítica: Estado e Política Pública

No caso da indústria petrolífera internacional as áreas de interesses econômicos são suplementadas por interesses políticos, forçando conjuntamente os Estados a adotarem comportamentos que condicionam a estratégia e a performance das companhias. A combinação de aspectos econômicos (recurso não-renovável, indústria capital intensivo, riscos geológicos etc.) com aspectos políticos aumenta a incerteza da indústria. Assim, para reduzi-la, são empregadas relações contratuais e políticas públicas: 1) negociações entre países produtores de petróleo e as companhias de petróleo, que foram muito questionadas devido às cláusulas dos contratos de concessão serem prejudiciais aos países hospedeiros; 2) negociações entre os maiores países consumidores (importadores de petróleo) para o controle dos recursos petrolíferos do Oriente Médio e do Norte da África<sup>47</sup>; e 3) negociações entre países produtores e países consumidores. Cabe frisar que há muitas divergências no comportamento dos países

<sup>47</sup> Por um lado, as ofertas de petróleo foram asseguradas para os governos e, por outro, as companhias receberam suporte para a expansão e proteção de seus interesses econômicos em países estrangeiros. As companhias anglo-americanas foram utilizadas como instrumentos de política externa americana e, principalmente, os seus interesses eram idênticos aos interesses nacionais norte-americanos. YERGIN (1992), op. cit. .

consumidores e dos países produtores relativas às estratégias utilizadas por suas empresas e pelos seus Estados.<sup>48</sup>

O papel do Estado é importantíssimo no setor petrolífero, tanto no controle e fiscalização como no fomento das atividades setoriais. A intervenção estatal é imprescindível para coibir o poder de mercado dos grandes oligopólios, para garantir uma taxa de exploração não-predatória de seus recursos petrolíferos (o petróleo é um recurso não-renovável) e para defender o interesse dos consumidores. Com relação ao fomento, o Estado tem apoiado a criação de empresas ou até mesmo criado empresas sob seu comando, tanto em países exportadores quanto em países importadores de petróleo. Ele atua também na implantação e coordenação de políticas industriais e tecnológicas referentes ao setor.

Dentre os outros motivos que possibilitaram a criação das estatais do petróleo, constata-se: 1) o petróleo possui várias aplicações (gera calor, gera eletricidade, é matéria-prima em processos industriais e é combustível para os meios de transporte); 2) a distribuição geográfica dos reservatórios petrolíferos e de seu consumo é extremamente desigual e desproporcional; 3) é extremamente importante no processo de industrialização, principalmente, dos países latino-americanos, pois seu parque industrial e sua infra-estrutura de transportes estão baseadas no modelo norte-americano - intensivo em energia; 4) elevado peso do petróleo na balança comercial (um exemplo pode ser o caso brasileiro); 5) os grandes lucros obtidos pelas empresas oligopólicas do setor e a reduzida participação estatal nesses grandes lucros; e 6) a preocupação com a segurança do suprimento de petróleo tanto em termos militares como econômicos.

---

<sup>48</sup> Dentre os próprios países consumidores, há a distinção entre aqueles que importam totalmente o petróleo cru (Itália e Japão) e aqueles que podem auxiliar suas importações com ampla produção doméstica (Estados Unidos). Os primeiros são interessados em reduzir o máximo possível o preço do petróleo importado; já os Estados Unidos tentam evitar as baixas internacionais dos preços do petróleo para manter a competitividade de sua produção. Também existe distinção entre países consumidores ricos e pobres. Os primeiros poderão, com um aumento dos preços, continuar importando petróleo; por sua vez, os países mais pobres são forçados a cortar importações dada a incompatibilidade com o nível de gastos dos países.

Dentre os países produtores também existem divergências. Os países produtores-exportadores líquidos produzem basicamente para o mercado externo. Já os países produtores-consumidores utilizam grande parte de sua produção no abastecimento do mercado interno. Logo, observa-se a existência de interesses conflituosos com relação a dinâmica internacional dos preços. A segunda distinção somente afeta o grupo dos produtores-exportadores, e encontra-se entre aqueles que possuem consideráveis reservas e aqueles que possuem reservas limitadas. Os objetivos dos países produtores, nesta situação, podem ser diferenciados quanto a preferências de combinações preços-quantidades nos curto e longo prazos.

No caso da segurança da oferta de petróleo, as políticas públicas dos governos e as estratégias das companhias têm objetivado uma maior diversificação nas fontes de oferta de petróleo, que não ocorreriam de forma adequada caso atuassem em uma economia perfeitamente competitiva. Em mercados competitivos, que não são afetados por fatores extra-econômicos, as companhias tenderiam a investir em áreas detentoras dos melhores recursos, menores riscos de produção e menores custos. Seria reduzido também o investimento em fontes alternativas de energia dado os seus custos mais elevados. As escolhas de investimento tenderiam a favorecer as soluções tecnológicas com relativo baixo investimento de capital, uma vez que são rapidamente implementados e provêm retornos mais imediatos. No entanto, dado os fatores sistêmicos da indústria mundial de petróleo, em especial ao geopolítico, ocorreram investimentos em novas áreas de produção com custos mais elevados (*offshore* – Brasil, Mar do Norte etc).<sup>49, 50</sup>

A intervenção pública no início envolvia os países que tinham forte tradição liberal, envolvendo o uso de diferentes instrumentos de acordo com cada contexto econômico, social e institucional. Como exemplos pode-se citar os controles de mercado, propriedades públicas, proteção e subsídios, e políticas fiscais. O ideário de intervenção pública dominou as políticas energéticas, em todos os países, do início do século até o final dos anos 1970<sup>51</sup>. Nos anos 80, o mercado livre passou a ter influência e ser difundido nos debates teóricos e nas políticas dos governos, o Estado produtor-interventor foi substituído pelo Estado regulador. Neste ínterim, a energia não seria diferente de qualquer outra *commodity*, o que ignora o aspecto de segurança das ofertas internacionais. Não há dúvida que a expansão dos mercados, o grande número e a variedade de operadores, a complexidade das transações e os tipos de contratos tornam as forças

---

<sup>49</sup> O exemplo da Inglaterra é ilustrativo do caráter geopolítico do petróleo. Winston Churchill, em 1913, já enfatizava a importância do adequado suprimento de petróleo para a marinha britânica e para a sobrevivência nacional. Segundo Churchill, a idéia de mercado livre de petróleo não era adequada e, desta forma, sugeriu que a indústria de petróleo fosse vista como um setor estratégico e propôs uma atuação direta por parte do Estado inglês através de sua marinha, a saber: 1) o desenvolvimento de uma reserva estratégica de petróleo, que o proveria em momentos de guerra e, em época de paz, em situações de altas flutuações de preços; 2) comprar o petróleo cru diretamente quando os preços de mercado forem reduzidos; e 3) adquirir o controle das companhias de petróleo. Com este discurso, o governo inglês passou a ter o interesse de atuar ativamente na indústria petrolífera. Em 1914, o governo britânico adquiriu a *Anglo-Persian Oil Company* (mudada para *British Petroleum* no ano de 1952). GUIMARÃES (1997), op. cit., p. 32.

<sup>50</sup> A importância do setor energético para o desenvolvimento das economias industrializadas foi observada devido ao fato de que o mercado livre não alcançaria as metas de interesses gerais. Dentre as falhas de mercado, a segurança externa de petróleo pôde ser provada, pela história, como sendo a mais freqüente.

<sup>51</sup> Em muitos países, ainda hoje, a filosofia da intervenção pública continua sendo dominante.

de mercados mais aptas a atuarem na IMP atualmente do que no passado, entretanto, não se deve subestimar a função das políticas públicas.<sup>52</sup>

### **1.6 – Considerações Conclusivas**

A importância da Indústria Mundial do Petróleo (IMP) é inquestionável ainda hoje, seja quanto ao aspecto econômico, seja quanto ao aspecto político estratégico.<sup>53</sup> A questão do suprimento, da obtenção de reservas e da transição pós-petróleo além de ser estratégica para as empresas do setor, representa um dos pontos centrais das políticas públicas formalizadas pelo Estado.

Desde o início da década de 1970, os conflitos geopolíticos foram aumentados por causa da criação de várias empresas estatais do petróleo, da anulação das concessões outorgadas nos países denominados hospedeiros e do destaque que a OPEP passou a ter na indústria petrolífera. Tais fatos deixaram as *majors* bastante preocupadas com o abastecimento da matéria-prima fundamental da sua indústria, uma vez que os maiores consumidores de petróleo não possuem reservas consideráveis e as grandes reservas estão localizadas nos Países de Terceiro Mundo.

Além disso, dada a sua importância, o petróleo também foi o motivo principal de vários conflitos armados internacionais. O conflito armado conhecido como Guerra do Golfo (1991), em que Sadam Hussein anexou o Kuwait alegando razões históricas, teve muita repercussão econômica (o Iraque passara a dominar cerca de 18% das reservas mundiais e poderia ameaçar com o domínio de outros 40%). Outra guerra que também teve origem no petróleo foi a Guerra da Chechênia, em que os separatistas queriam a sua independência pelo fato de ser uma das regiões mais ricas em óleo da antiga União Soviética, além de ser um grande

---

<sup>52</sup> A IMP têm apresentado, atualmente, várias crises que influenciaram os preços do petróleo, a dinâmica da indústria e toda a economia mundial. Dentre elas, pode-se citar a crise de Kippur em 1973-74, a crise iraniana em 1979-80, a crise do Golfo Pérsico em 1990 e os conflitos entre Estados Unidos e Iraque em 2003-04. Crises estas que demonstram a importância das políticas públicas direcionadas à manutenção da oferta de petróleo e ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia.

<sup>53</sup> As projeções do cenário de referência do EIA/DOE (2004) indicam que, em 2025, o petróleo e o gás natural juntos corresponderão a aproximadamente 60% do consumo mundial de energia. A participação do Oriente Médio (2/3 das reservas mundiais provadas de hidrocarbonetos líquidos) na produção mundial de petróleo aumentará, juntamente com o aumento do consumo dos países industrializados (setor de transporte) e dos países em desenvolvimento, especialmente, a China e a Índia. Ou seja, os fatores geopolíticos tendem a ter cada vez maior importância e as políticas públicas portanto, terão o seu papel incrementado.



centro de processamento químico e dispor de um oleoduto vital, que atravessa o seu território e vai até o Mar Cáspio.

Com a desverticalização da indústria, a escassez de reservas dos grandes oligopólios internacionais tornou-se evidente na década de 1990. Aproveitando-se das reestruturações setoriais (flexibilização de monopólios estatais e privatizações), as *majors* tentaram reconquistar as posições perdidas para a indústria nacionalizada dos países com grandes reservas de petróleo através do acesso a novas reservas. Já as estatais mais importantes do setor, para não perderem as posições conquistadas, caminharam para uma maior verticalização atuando, nos seus países de origem ou até mesmo nos países desenvolvidos, em áreas tais como refino, petroquímica e fertilizantes.

A reestruturação da indústria do petróleo, na década de 1990, tornou a América do Sul atraente para os grandes *players* internacionais e regionais. O Estado teve que se adequar a este novo contexto, aderindo, dentre outras mudanças, a novas formas de contratação no *upstream*. Este tema será abordado com maiores detalhes no capítulo 2 (trata do Estado), no capítulo 3 (trata das reestruturações na América do Sul – Argentina, Colômbia e Venezuela) e no capítulo 4 (trata da reestruturação no Brasil).

## CAPÍTULO 2 – PETRÓLEO E DESENVOLVIMENTO NA AMÉRICA DO SUL: DO ESTADO DESENVOLVIMENTISTA AO ESTADO REGULADOR

### 2.1 – Introdução

A América do Sul, desde o momento que a indústria petrolífera deixou de ser basicamente norte-americana e tornou-se mundial, tem sido o palco de grandes conflitos e debates com relação ao setor. Nos últimos anos do século XIX, de acordo com YERGIN (1992), foram relatadas, por engenheiros e operários da construção de ferrovias, filtrações de petróleo em vários países sul-americanos, dentre eles, a Venezuela e a Argentina. As grandes companhias internacionais de petróleo passaram, assim, a ter interesse pelos países da região.

As atividades da indústria petrolífera e, em especial, a do segmento de exploração e produção, necessitavam de grande montante de recursos para investimento, de tecnologia etc. Neste contexto, ocorreu uma entrada maciça do capital internacional no *upstream* dos países sul-americanos, uma vez que os mesmos eram países agro-exportadores ou extratores de minérios convencionais e, adicionalmente, não possuíam um empresariado nacional forte. A entrada de tais capitais proporcionou uma modernização limitada e, por vezes, contraditória aos interesses nacionais e das elites emergentes.

O tipo de contrato utilizado no *upstream* era a concessão tradicional, muito questionada no início do século XX, por beneficiar extremamente os concessionários. O conflito entre países hospedeiros e concessionários encontrava-se no âmbito político-econômico e, também, no âmbito estratégico-militar. Com o objetivo de máxima retenção possível das rendas petrolíferas por parte dos países hospedeiros e tendo como referência o ideal de soberania nacional sobre os recursos estratégicos do subsolo, as cláusulas dos contratos foram sendo modificadas (por exemplo, o sistema *fifty-fifty* da Venezuela em 1948) e, até mesmo, em muitos países, a indústria petrolífera foi nacionalizada. O texto de ALVEAL CONTRERAS (1999) mostra a importância do setor para a modernização dos países da periferia:

*“... ao impulso dos entreveros econômicos surgidos dos eventos dramáticos que pautaram a primeira metade do século XX (duas grandes guerras mundiais e uma depressão), grandes debates e embates internos socializaram as elites da Argentina, México, Venezuela e Brasil na percepção da possibilidade e da factibilidade de projetos de modernização econômica conducentes, no longo prazo, à ‘convergência’ ou emparelhamento com o estágio de prosperidade econômica dos países desenvolvidos.*”

*Esse foi o marco das lutas pelo petróleo nesses países da América Latina. Lutas políticas que trilharam os caminhos da constituição das grandes estatais petrolíferas latinoamericanas e que atingiram, em algumas experiências, dimensões épicas, a exemplo da nacionalização do petróleo no México e do movimento ‘O Petróleo é Nosso’ no Brasil.”<sup>1</sup>*

A trajetória seguida pelos países da América do Sul foi diferenciada, apesar do mesmo modelo de desenvolvimento econômico teorizado (“Modelo de Substituição de Importações”, comandado pela idéia de Estado Desenvolvimentista); ou seja, no início da segunda metade do século XX, a intervenção estatal foi a opção encontrada por grande parte dos países sul-americanos para desenvolver e solidificar suas indústrias petrolíferas. A crise do modelo também foi sentida de forma diferenciada pelos países da região, o que possibilitou formas híbridas de reforma (de privatizações à flexibilização de monopólios) e tipos de contratos diferenciados.

O objetivo deste capítulo é mostrar a recente substituição do Estado Desenvolvimentista pelo Estado Regulador, enfatizando os tipos de contratos existentes na indústria mundial de petróleo. Para tanto, num primeiro momento, serão apresentadas as principais abordagens da Teoria do Estado. O terceiro item abordará a origem do Estado Empresário, a sua atuação na indústria petrolífera sul-americana e o posterior esgotamento do “modelo de substituição de importações”. O quarto item apresentará a reestruturação da indústria na última década, identificando que a concepção teórica do novo modelo de abertura é a das Instituições Internacionais de Crédito (Banco Mundial e Fundo Monetário Internacional). Apresentar-se-á, também, neste item, os modelos híbridos que surgiram das reformas e a idéia de crise precoce do Estado Regulador.

O item cinco apresentará os tipos de contratos utilizados no *upstream* da IMP, abordado mediante o exemplo de alguns países sul-americanos, tais como Argentina, Brasil, Colômbia e Venezuela. Adicionalmente, serão salientados os principais pontos de possíveis divergências existentes nos contratos de petróleo (tributação, meio ambiente e soberania). Por fim, são feitas algumas conclusões acerca do tema.

---

<sup>1</sup> ALVEAL CONTRERAS, Carmen. Estatais Petrolíferas Latino-americanas no Século XX: um Complexo Heterogêneo de Trajetórias de um Capitalismo de Intervenção Estatal Frágil. *Anais do IV Congresso Brasileiro de História Econômica e 5ª Conferência Internacional de História das Empresas*. Curitiba (Paraná), 1999.

## **2.2 – As Principais Abordagens da Teoria do Estado**

### **2.2.1 – O Estado como um Ator Fundamental do Sistema Capitalista**

O papel do Estado no capitalismo contemporâneo é fundamental uma vez que, muito distante do que sustenta o pensamento neoliberal, o sistema econômico é tão complexo que a mão invisível do mercado, por si só, não dá conta de regular um crescimento sustentado. Assim, o Estado não só é responsável por coordenar e criar as condições de produção capitalistas, mas também por possibilitar, através de todo aparato legal, o favorecimento da emergência capitalista.

O Estado é apresentado pela literatura ora como um instrumento de dominação, ora como força política autônoma. No entanto, estas visões tradicionais não abordavam todas as dimensões da intervenção estatal, tornando-se necessário a formação de aspectos teóricos que identificassem e avaliassem o papel estatal nas interações entre a esfera pública e a privada e, também, na interface entre sistema político e sistema econômico. Segundo os seguidores de Weber, o aparato estatal pode ser considerado um instrumento de legitimação da dominação política. Tal corrente teórica é apresentada através de duas leituras distintas, a saber: 1) instrumento neutro possuidor de recursos legais necessários para garantir a racionalidade e preservar a autonomia técnica do processo decisório; e 2) instrumento de dominação a serviço de grupos sociais privilegiados. Ou seja, o Estado detinha, por um lado, uma função modernizadora e, por outro, uma função conservadora e de resistência à mudança.<sup>2</sup>

No modelo racional, a racionalidade foi transformada em eficiência e sua eficácia em um instrumento da estrutura. Tal visão advinha da idéia do Estado como um instrumento neutro e com um papel de modernizador. Visão esta muito questionada devido ao observado nos países periféricos – irracionalidade, ineficiência e práticas clientelistas. De imediato, a teoria convencional adaptou o modelo racional incorporando-lhe as práticas irracionais supracitadas. Assim, o Estado passaria a ser analisado levando-se em consideração as restrições tecnológicas, a escassez de recursos e a interdependência com o meio – surgia o conceito de racionalidade

---

<sup>2</sup> BOSCHI, Renato Raul & DINIZ, Eli. Burocracia, Clientela e Relações de Poder: um modelo teórico. In: *Dados*. Nº 17, 1978.

limitada. Uma das críticas à teoria organizacional é que ela retirou de suas problemáticas as relações de poder das organizações burocráticas públicas e privadas.<sup>3</sup>

O Estado com autonomia e poder é uma abordagem marxista que vincula industrializações tardias e autonomia política do Estado e de sua burocracia. Autores como Gramsci<sup>4</sup> acreditavam que o entendimento da relação Estado e desenvolvimento capitalista pressupunha a compreensão da tessitura entre o Estado e a sociedade, o que levaria a identificação de qual a direção de comando do aparato estatal: estrutura ou superestrutura. Gramsci, assim como Marx, vê no conceito de sociedade civil o fator chave para a compreensão do desenvolvimento capitalista, todavia com perspectivas diferentes sobre o capitalismo e sua classe hegemônica. Para Marx, a sociedade civil é estrutura, ou seja, está intimamente ligada às relações de produção. Já para Gramsci, ela é superestrutura, ou seja, enfatiza-se o poder político do Estado. Gramsci via o Estado não somente como um meio de coerção, mas também como uma forma de se obter o consentimento de uma grande maioria prejudicada pelo sistema capitalista.

O conceito de hegemonia é uma das grandes contribuições de Gramsci à Teoria do Estado. Uma classe é hegemônica se há o predomínio ideológico dos seus valores e normas sobre as classes subalternas. Quando não há este predomínio ocorre a chamada crise de hegemonia, tão fundamental nas crises cíclicas do capital a nível nacional e a nível internacional. Hegemonia, como conceito teórico, é imprescindível na compreensão das diversas trajetórias de desenvolvimento do capitalismo tardio, pois se encontra baseada na ideologia e consciência dos homens. Ele acrescenta que caso a classe dominante capitalista perca o poder na arena da consciência, ela tentará recorrer ao poder coercitivo do Estado como seu instrumento original de dominação. Tal teoria conclui que o Estado é o *locus* de atuação da burguesia para continuar a exercer sua hegemonia.

Lênin, com o intuito de explicar as transformações inéditas não observadas pelo marxismo ortodoxo, formulou a Teoria do Capitalismo Monopolista de Estado (CME). Inseriu-

---

<sup>3</sup> Para maiores esclarecimentos quanto às críticas à teoria organizacional ver as seguintes referências: CROZIER, Michel & FRIEDBERG, Erhard. *L' Acteur et le Système*. Paris, Éditions du Seuil, 1977; COELHO, Edmundo C. O Mito da Estrutura e a Retórica da Racionalidade. In: *Anais da 4ª Reunião Nacional da ANPAD*. 1980; e RUDOLPH, Lloyd I. & RUDOLPH, Susanne Hoerber. Autoridad y Poder en la Administración Burocrática y Patrimonial. In: OSZLAK, O. (org.) *Teoría de la Burocracia Estatal: enfoques críticos*. Buenos Aires: Editorial Paidós, 1984.

<sup>4</sup> GRAMSCI, A. *Selections from prison notebooks*. Nova York: International Publishers, 1971.

se, no debate, também, a crise do capitalismo<sup>5</sup> como um teorema central. As críticas formuladas as versões da literatura brasileira quanto ao CME provinham da relação entre a industrialização tardia e a autonomia estatal.<sup>6,7</sup>

Por fim, um ponto fundamental realçado por MARTINS (1985) é o fato da questão do Estado só ganhar sentido teórico e prático quando relacionado às formas históricas concretas de organização e funcionamento do mercado e do sistema produtivo, da estruturação das classes e das condições em que representam seus interesses, dos graus de autonomia assumidos pela dimensão política e do novo papel da burocracia nas diferentes sociedades capitalistas contemporâneas. Para o autor marxista, devia-se investigar a análise sociológica do Estado; isto é, o fato do desenvolvimento capitalista gerar padrões estruturais diferentes e percorrer caminhos distintos sem por isso perder a essência capitalista.<sup>8</sup>

### 2.2.2 – As Teorias Alternativas de Análise do Estado

A análise alternativa abrange os modelos endógenos de decadência liberal, a saber: o modelo do comportamento burocrático, as chamadas teorias da captura e as teorias que examinam o universo das interações público-privado. O modelo do comportamento burocrático tentava explicar a expansão irracional dos gastos públicos nos EUA de 1900 a

---

<sup>5</sup> HIRSCH (1975) apresentou a tese da crise de legitimação e dominação política do Estado, abordada pela ortodoxia, como crise de hegemonia [Gramsci (1971)], crise de legitimidade [Habermas (1980)], capitalismo desorganizado [Offe (1984, 1989)] ou ingovernabilidade [Olson (1970); King (1975); Brittain (1975)]. ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *Os Desbravadores: a PETROBRÁS e a construção do Brasil Industrial*. Rio de Janeiro: Relume-Dumará: ANPOCS, 1994.

<sup>6</sup> No Brasil, a visão do Estado como instrumento dotado de autonomia e poder pode ser visto nas análises do “Estado de Compromisso” [Cardoso e Faletto (1970); Fausto (1991)] e nas análises da “Modernização Conservadora” [Martins (1973); Velho (1976)]. Martins visualizava o ativismo do Estado no período de formação das indústrias de base, considerando os tecnocratas como os verdadeiros “promotores” do desenvolvimento, uma vez que o empresariado industrial detinha um horizonte estreito e “despolitizado”. Ao examinar a expansão burocrática brasileira depois de 1964, Martins situava o problema numa relação entre autonomia do político e “desarticulação social”. Outras análises reforçaram a idéia de autonomia burocrática reproduzindo a idéia de burguesia de Estado [Martins (1977); Cardoso (1977)]. Idem.

<sup>7</sup> A teoria da dependência (Cardoso e Faletto; Frank; Cardoso; Evans), que condenava as economias periféricas ao subdesenvolvimento, não foi corroborada por exemplos como o Brasil e o México. Até as suas reformulações de meados da década de 1980 (Cardoso e Faletto; Evans) não obtiveram corroboração por causa do exemplo do estuendo crescimento dos “tigres asiáticos”. Os últimos, porém, com muito mais sucesso. As trajetórias diferenciadas identificam a heterogeneidade das histórias concretas nos países capitalistas.

<sup>8</sup> MARTINS, Luciano. *Estado Capitalista e Burocracia no Brasil*. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1985.

1970.<sup>9</sup> As teorias da captura do Estado por interesses privados mostravam os vícios econômicos das políticas redistributivas e de regulamentação, que resultavam em decisões alocativas ineficientes.<sup>10</sup> Elas também mostravam o desperdício que ocorria no processo político, o gasto mal direcionado da renda pública por parte do Estado e os gastos oriundos da tentativa dos agentes societais de capturá-lo.<sup>11</sup>

O modelo conciliável de AREND LIJPHART (1982) e o corporativismo societal ou neocorporativismo [Cawson (1985); Schmitter (1986)] apresentavam uma perspectiva positiva das mudanças do processo político, advindas da importância adquirida pelo Estado Intervencionista. Originaram, assim, as diversas possibilidades de modalidades de articulação entre o setor público e o setor privado em todas as esferas; o que aumentaram o papel político e o âmbito relacional das estocracias. A fronteira entre o público e o privado foi reduzida; foram criadas entidades semi-estatais (empresas mistas, *joint-ventures*, institutos com patrimônio público e privado etc.) e paraestatais (comissões e comitês).

A natureza singular dos atores estatais (faceta estatal e faceta empresarial) definindo a existência virtual de processos de apropriação de autonomia e poder pelas estocracias – foi considerado, pelas teorias mais recentes, como o problema central.<sup>12</sup> Essa idéia foi ressaltada pelas teorias da decadência liberal, mas não foi tratada nem pela teoria liberal clássica e nem pelo modelo da dominação “normal” ou “completa” da teoria marxista [GUIMARÃES (1977)].

---

<sup>9</sup> NISKANEN (1971) assumiu para as burocracias estatais a analogia “pública” do objetivo maximizador de lucros do empresariado privado; ou seja, o Estado seria maximizador de renda ao maximizar a função orçamento-produto. NISKANEN JR., William A. *Bureaucracy and Representative Government*. Chicago e Nova York: Aldine Atherton, 1971.

WILDAVSKY (1964), em seu modelo do comportamento burocrático incremental, verificou que as burocracias nos EUA tendem a fixar o nível de orçamento num intervalo de crescimento real de 10% ao ano, o que para ele seria satisfatório e suficiente para manter suas posições de renda, prestígio de poder. Independente da função-objetivo (posição, prestígio, poder), o Estado faz as suas funções produzindo em demasia, ou a um custo mais alto, ou favorecendo setores particulares de interesse (sindicados, empresários, segmentos industriais, etc.). Este modelo mostra que há uma ligação entre a esfera produtiva do Estado e a esfera política, além de ressaltar a importância dos interesses privados. WILDAVSKY, Aaron. *The Politics of the Budgetary Process*. 5ª ed. Boston: Little, Brown and Company, 1964.

<sup>10</sup> STIGLER, George. *The Citizen in the State. Essays on Regulation*. Chicago: University of Chicago Press, 1975.

<sup>11</sup> O argumento dos custos excessivos do Estado forneceu suporte a teoria neoliberal quanto a eficiência dos mercados competitivos em toda situação. Por sua vez, o argumento relacionado à captura do Estado por interesses privados, forneceu a base de crítica da teoria marxista e neomarxista.

<sup>12</sup> A discussão quanto ao tema do duplo aspecto das estatais: empresarial e estatal pode ser visto em ALVEAL CONTRERAS (1994), op. cit.; e FREIRE, Alexandre de Figueiredo. *Análise Comparativa da Evolução Política e Institucional da Indústria de Petróleo na América Latina*. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, Março de 2001. (Dissertação de Mestrado em Ciências em Planejamento Energético).

Assim, nas experiências de modernização industrial dos países periféricos, a idéia de Weber sobre o capitalismo político passa a ter muita relevância.<sup>13</sup>

A partir do final da década de 1970, a Teoria do Estado Mínimo entrou novamente no debate, dada a crise do modelo de Estado Interventor (“Modelo de Substituição de Importações” na América Latina e Estado do Bem-Estar na Europa). O ideário neoliberal<sup>14</sup> receitava a manutenção de um Estado forte no controle dos sindicatos e do dinheiro, mas, ao mesmo tempo, fraco nas intervenções econômicas e nos gastos sociais. Neste contexto, o Estado passou a ser responsável por todos os fracassos das políticas sócio-econômicas e a sua “minimalização” o paradigma condutor das reformas.<sup>15</sup>

Recentemente, HUTTON (1998) identificou um desgaste do modelo do Estado Mínimo inglês, pois a liberalização sem limites causava instabilidade e desequilíbrio. De acordo com HUTTON (1998),

*“O vocabulário do liberalismo ocidental – liberdade, escolha, independência e até mesmo moralidade – foi capturado e refundido em categorias de pensamento consistentes exclusivamente com o individualismo econômico competitivo. A liberdade passou a ser definida como liberdade de comprar e vender; a escolha como o direito de exercer uma opção no mercado; a independência, como independência em relação ao Estado; a conduta moral passou a ser o exercício da escolha individual.”<sup>16</sup>*

<sup>13</sup> ALVEAL CONTRERAS (1994), op. cit..

<sup>14</sup> “Friedrich Hayek é outro pensador defensor deste Neoliberalismo, provavelmente o mais radical deles. Todos têm em comum a aversão a qualquer possibilidade de limitação da liberdade humana, seja de forma institucional ou ideológica. Para eles, qualquer limitação às atividades humanas e qualquer relação interpessoal que não nasça espontaneamente e cujos resultados não sejam fruto apenas da argumentação e dos interesses das partes envolvidas é um ataque à liberdade e deve ser evitada a todo custo. Por isso defendem também a liberdade máxima no mercado, deixando os agentes econômicos soltos, sem qualquer regulamentação. Hayek chega a comparar a social-democracia inglesa com o nazismo, chamando a ambos de ‘servidão moderna’.” SILVA, Alexandre Rezende da. Neoliberalismo e a Constituição Federal. In: *JusNavegandi*. Ano 6, nº 58. Teresina, Agosto de 2002. [www.jusnavegandi.com.br](http://www.jusnavegandi.com.br).

<sup>15</sup> Com relação a América Latina, a conferência promovida pelo *Institute for International Economics*, realizada em 1989 na cidade de *Washington* (Consenso de *Washington*) definiu uma série de ações objetivando retirar do Estado diversas funções, até então não contestáveis. Os países da América Latina tinham que seguir as seguintes orientações: i) fim das barreiras institucionais ao capital estrangeiro; ii) privatização de empresas públicas (estratégicas ou não); iii) fim dos monopólios públicos; iv) entendimento do setor energético como produtor de uma simples *commodity*, retirando do debate seu caráter estratégico; e v) eficiência e competitividade na produção nacional como forma de inclusão na globalização.

<sup>16</sup> HUTTON, Will. *Como Será o Futuro Estado*. Brasília: Linha Gráfica e Editora, 1998. p. 36.



O mito do Estado Mínimo e da auto-regulação do mercado (HAYEK)<sup>17</sup> foram questionados, basicamente, por dois motivos, a saber: 1) tal Estado não demonstrou ter legitimidade política; e 2) a retirada total do Estado da economia é incompatível com a importância do papel estratégico das políticas públicas. No discurso político, incorporou-se a teoria do Estado Regulador em substituição ao Estado Interventor, que surgiu da aliança política dos sociais democratas com o Partido Liberal (coligação política inglesa denominada Social Liberal). Por um lado, não mais se pensava no retorno do poderio centralizador do Estado do Bem-Estar (Europa) ou Estado Desenvolvimentista (países periféricos); mas, por outro, o Estado Mínimo da Era Thatcher já não era mais bem visto.

No Brasil<sup>18</sup>, as orientações políticas da centro-esquerda moderna, social-democrata ou social-liberal aderiram às propostas de obediência aos fundamentos macroeconômicos e às reformas orientadas para mercado.<sup>19</sup> Sua preocupação, entretanto, estava no fato de que a regulação do mercado, por si só, não garantiria, como demonstrado na prática pelos países que seguiram as diretrizes da Teoria do Estado Mínimo, o desenvolvimento sustentável. A proposta seguida pelos países latino-americanos e aceita pelo Banco Mundial e FMI foi a de “reconstrução do Estado” – formação do Estado Regulador, cujo papel é complementar o mercado, ao invés de substituí-lo.

De acordo com COIMBRA (2001), o modelo de Estado Regulador encontra-se entre dois outros modelos econômico-sociais (liberal e comunista/socialista). *“Entretanto, o Estado Regulador pode pender mais para um lado liberal, ou mais para um lado social, dependendo das diretrizes que norteiam o modelo regulatório adotado por cada país.”*<sup>20</sup>

---

<sup>17</sup> HAYEK, F.A. *O Caminho da Servidão*. 5ª edição. Rio de Janeiro: Instituto Liberal, 1990.

<sup>18</sup> Dado o interesse na redução da intervenção e do tamanho do Estado brasileiro, durante a década de 90, foi estabelecido em 1995 o Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado (PDRAE), cuja idéia central era, dentre outras, a redefinição do papel do Estado.

<sup>19</sup> Segundo BRESSER PEREIRA (1997), “... o Estado do século XXI será um Estado Social-Liberal: social porque continuará a proteger os direitos sociais e a promover o desenvolvimento econômico; liberal, porque o fará usando mais os controles de mercado e menos os controles administrativos, porque realizará os seus serviços sociais e científicos principalmente através de organizações públicas não estatais competitivas, porque tornará os mercados de trabalhos mais flexíveis, porque promoverá a capacitação dos seus recursos humanos e de suas empresas para a inovação e a competição internacional”. BRESSER PEREIRA, Luiz Carlos. A Reforma do Estado nos anos 90: Lógica e Mecanismos de Controle. In: *Cadernos MARE da Reforma do Estado*. Vol.1. Brasília: Ministério da Administração Federal e Reforma do Estado, 1997. p. 18.

<sup>20</sup> COIMBRA, Márcio Chalegre. O Direito Regulatório Brasileiro. In: *Jus Navigandi*. Ano 5, nº 51. Outubro de 2001.

## **2.3 – A Importância do Estado Desenvolvimentista na Industrialização da América do Sul: o Caso da Indústria de Petróleo**

### **2.3.1 – A CEPAL e a Concepção de Estado Desenvolvimentista**

O ressurgimento da discussão sobre a reestruturação tecnológica e financeira das economias mundiais no pós-Segunda Guerra Mundial fez com que fosse criada, na América Latina, em 1946, a Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL). O seu objetivo primordial era compreender o descompasso tecnológico existente entre as economias centrais e as periféricas.<sup>21</sup> Prebisch, o precursor do modelo cepalino, mostrava que para mitigar o cenário de atraso e estagnação em que estavam os países latino-americanos, seriam necessárias transformações estruturais para superar a insuficiência de acumulação de capital e o problema da distribuição de renda.<sup>22</sup>

A grande preocupação cepalina, cujo receituário deu sustentação para o projeto do Estado Nacional Desenvolvimentista promovido nas economias periféricas, foi o aumento populacional e seus impactos no desenvolvimento econômico regional, pois o processo produtivo destas economias periféricas encontrava-se retardado. Desta forma, o crescimento e a modernização das economias da periferia seriam alcançados através do processo de industrialização via “substituição de importações”, programado e planejado pela ação consciente do Estado. Ou seja, o Estado, através do planejamento, do protecionismo do mercado interno e da industrialização, proveria a periferia dos frutos do progresso técnico e, assim, reduziria a diferença entre níveis de salários e rendas nos centros e nas periferias.

O modelo da CEPAL forneceu à América Latina uma excelente base para o crescimento econômico regional e, além disso, mostrou a importância da compreensão, de forma independente, das peculiaridades do desenvolvimento das economias latino-americanas. Entretanto, devido ao aumento das desigualdades regionais dentro dos próprios países que adotaram o modelo de Estado Desenvolvimentista, à inserção de multinacionais (não havia tanta

---

<sup>21</sup> Consideram-se centros aquelas economias em que primeiramente penetram as técnicas capitalistas de produção, enquanto a periferia é constituída pelas economias cuja produção permanece inicialmente atrasada, do ponto de vista tecnológico e organizativo. Enquanto os primeiros são tecnologicamente homogêneos e diversificados, os segundos heterogêneos e especializados. Desta forma, ocorrerá entre estes países uma deterioração dos termos de troca, ficando os países centrais com a retenção dos frutos do progresso técnico gerados na própria periferia.

<sup>22</sup> PREBISCH, R. O desenvolvimento econômico da América Latina e os seus principais problemas. *Revista Brasileira de Economia Política*. Rio de Janeiro, 1949.

independência quanto se pretendia) e aos contrastes na distribuição de renda, retornou-se a discutir o papel do Estado.<sup>23</sup>

Participando da discussão sobre o papel do Estado, MARTINS (1985) apresenta três pontos fundamentais que devem ser levados em consideração quando se avalia a questão do Estado em economias de industrialização recente: 1) diversificação dos modos de desenvolvimento das diferentes economias, que acabou gerando padrões historicamente distintos de formação do setor produtivo, de acumulação, da estruturação das classes e da organização do poder; 2) incongruência estrutural devido à situação de dependência e pela internacionalização da produção capitalista; e 3) grande autonomia atingida nestas sociedades pela dimensão política face às demais dimensões – econômica e social.<sup>24</sup> Tais pontos exigiram uma intensa e efetiva atuação do Estado como regulador-interventor ou produtor.

### **2.3.2– O Estado Desenvolvimentista na Indústria de Petróleo da América do Sul**

A crise do Estado Liberal deu-se, no início do século XX, com a Primeira Guerra Mundial e com a Revolução Russa, ruindo-se, definitivamente, na década de 30. Desta crise emergiu o Estado Intervencionista que atuava, de forma complementar, nos aspectos econômicos e sociais.<sup>25</sup> Ou seja,

*“isso significava, para o Estado Intervencionista, a assunção da prestação de serviços sociais fundamentais, além do disciplinamento da ordem econômica, seja para limitá-la e permitir sua compatibilização com o interesse coletivo, seja para estimulá-la através da concessão de apoio financeiro, crédito e de infra-estrutura, ou ainda, através de sua atuação direta na prestação de atividades econômicas.”<sup>26</sup>*

A indústria petrolífera por suas próprias características, citadas no Capítulo 1, em muitos países e, em especial, no caso da América Latina, exigiu a atuação direta dos Estados

<sup>23</sup>O caso brasileiro foi o mais relevante na efetivação do projeto desenvolvimentista cepalino. Foi implantado o projeto de desenvolvimento para dentro via substituição de importações, em meados de 50, tornando-se um modelo desenvolvimentista até a década de 80.

<sup>24</sup>MARTINS (1985), op. cit., p. 24.

<sup>25</sup>Nos países desenvolvidos surgiu o denominado *Welfare State* (Estado do Bem-Estar Social), nos países em desenvolvimento, surgiu o Estado Desenvolvimentista e, por fim, nos países socialistas surgiram os Estados Comunistas.

<sup>26</sup>JUCÁ, Maria Carolina Miranda. Crise e Reforma do Estado: As Bases Estruturantes do Novo Modelo. In: *JusNavegandi*. Ano 7, nº 61. Teresina, Maio de 2003. [www.jusnavegandi.com.br](http://www.jusnavegandi.com.br).

Nacionais. O modelo de desenvolvimento promovido pela intervenção do Estado possibilitou a retenção de renda petrolífera e, desta forma, o desenvolvimento das economias regionais.

A intervenção direta do Estado na indústria petrolífera, mediante a atuação de suas estatais, encontra-se dentro de uma lógica de intervenção dos Estados Nacionais soberanos na economia. As elites modernizantes dos países sul-americanos, em especial, Argentina, Brasil, Chile, Colômbia e Venezuela, perceberam o papel fundamental do setor petrolífero para o desenvolvimento econômico nacional. As estatais petrolíferas dos países sul-americanos, “*a partir de radical ou progressivo exercício de direitos de propriedade sobre o patrimônio natural do subsolo, alcançaram notabilidade sob a liderança de empresas estatais.*”<sup>27</sup> De acordo com FREIRE (2001),

*“A opção por intervenção do Estado está então relacionada a fatores estruturais e conjunturais atuantes nos países e setores econômicos, como o descompasso entre o ritmo de acumulação e crescimento das demandas sociais, a influência e aversão ao risco dos capitais privados, a importância à garantia de propriedade nacional sobre os específicos recursos naturais e atividades econômicas, a valorização cultural e a tradição institucional da esfera pública e privada, entre outros. Soma-se ainda que a existência de rendas diferenciais, a tendência à oligopolização e a necessidade de integração vertical limitam a livre atuação dos agentes, acentuando a necessidade de intervenção estatal.”*<sup>28</sup>

O principal fator motivador de formação do Estado Empresário no setor de petróleo foi a sua função de promotor do desenvolvimento econômico. A obtenção de parcela da renda petrolífera através dos contratos de concessões tradicionais não foram suficientes para minimizar o poder e a influência das grandes companhias internacionais de petróleo nos países hospedeiros e, além disso, não permitiram o desenvolvimento de suas economias.

Nos países exportadores de petróleo, em especial, México e Venezuela, o maior controle da renda petrolífera possibilitaria a industrialização nacional e, conseqüentemente, o desenvolvimento econômico. Logo, as estatais petrolíferas, através de uma política de nacionalização, transformavam-se nas grandes promotoras do desenvolvimento. Também nos países importadores, como o Brasil, a nacionalização e criação de empresas estatais, advieram da

---

<sup>27</sup> ALVEAL CONTRERAS (1999), op. cit., p. 1.

<sup>28</sup> FREIRE (2001), op. cit., p. 55.

mesma idéia teórica da necessidade de intervenção do Estado em um setor extremamente estratégico e fundamental para o desenvolvimento.

Na concepção de Estado Desenvolvimentista, as companhias petrolíferas estatais atuavam como agentes econômicos, com características marcantes de inserção no Estado e no mercado. Como estatal, os objetivos a serem perseguidos eram de cunho político e macroeconômico. Entretanto, como empresas, os seus objetivos eram microeconômicos de natureza privada. A natureza contraditória destes agentes acentuaram a crise das últimas décadas.<sup>29</sup>

ALVEAL CONTRERAS (1994, 1999), observa que o desempenho adequada das estatais depende da relação existente entre as mesmas e os seus acionistas majoritários (governo federal) em dois aspectos, a saber: 1) a definição de parâmetros macroeconômicos de longo prazo para direcionar a execução dos objetivos funcionais das estatais, em prol de um projeto de desenvolvimento nacional consistente; e 2) a definição de faixas de autonomia decisória e operacional para que as companhias estatais possam desempenhar suas funções empresariais com eficiência e rentabilidade.<sup>30</sup>

Apesar da mesma concepção teórica de Estado Desenvolvimentista cepalino, observam-se trajetórias bastante diferenciadas na condução do setor petrolífero dos países latino-americanos. As diferenças advieram de vários fatores, dentre os quais: 1) a garantia da continuidade do projeto estatal e adequação às mudanças ocorridas na indústria mundial de petróleo; 2) a identidade política e a existência de um projeto estratégico próprio, fazendo com que as estatais aproveitassem as oportunidades e, ao mesmo tempo, administrassem as restrições (recursos, tecnologia, mão-de-obra etc); 3) a autonomia relativa das estatais frente ao próprio Estado, que em países grandes produtores-exportadores de petróleo encontra-se muito reduzida; 4) a característica das estatais de promover o desenvolvimento nacional, possibilitando a

<sup>29</sup> “... afirma-se que as empresas estatais constituem a expressão emblemática da metáfora do Jano Bifronte, na medida em que funcionalmente combinam objetivos empresariais de lucro, qual firmas privadas, inclusive incorporando estratégias de internacionalização, e objetivos macroeconômicos e políticos de desenvolvimento nacional.” ALVEAL CONTRERAS (1999), op. cit..

<sup>30</sup> “El Estado no puede ser concebido como un actor único, internamente coherente y monolítico en el proceso de elaboración y ejecución de decisiones. En el plano estrictamente energético, ha sido frecuente que las propias empresas del sector tuvieran mayor poder de decisión que las propias autoridades encargadas de la formulación de las medidas de política. Es decir que con frecuencia se planteaban racionalidades parciales o totalmente contradictorias en el seno del propio Estado.” PISTONESI, Héctor, PADILLA, Víctor Rodríguez & CHÁVEZ, César. Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: guía para la formulación de políticas energéticas. OLADE/CEPAL/GTZ, Quito (Ecuador), 2000. p. 4.

acumulação de capital ao agente privado e tornando-se, muitas vezes, o agente principal do capitalismo regional; 5) a importância do petróleo para a economia dos países, o que é diferenciado de país importador para exportador, entre os exportadores (com montantes consideráveis de reservas ou não) e entre os importadores (mais dependentes dos combustíveis fósseis ou não). A instabilidade da indústria do petróleo e, principalmente, do seu preço conduz a atitudes diferenciadas dos países; 6) as vantagens de cada país referente a sua indústria petrolífera (nível de reservas, custos associados à produção, infra-estrutura e disponibilidade/proximidade de mercados consumidores); e 7) os fatores históricos, culturais e institucionais.

### 2.3.3 – O Esgotamento do “Modelo de Substituição de Importações”

A crise do Estado latino-americano iniciou-se, em 1979, com o Segundo Choque do Petróleo. Tal crise, segundo BRESSER PEREIRA (2001), pode ser percebida como uma crise fiscal, uma crise do modelo de intervenção sócio-econômico do Estado e, também, uma crise do próprio aparelho do Estado.<sup>31</sup> A parte fiscal nada mais é do que a perda do crédito público e a constante poupança pública negativa. Ao se falar do aparelho do Estado, os problemas maiores advinham do clientelismo, da profissionalização incompleta e o enrijecimento burocrático. De acordo com o autor, a crise dos anos 70 e 80, na América Latina, não foi uma crise de mercado (como a crise da década de 30), mas sim uma crise do próprio Estado:

*“A grande crise da América Latina nos anos 80 foi a maior crise que sua história registra. Foi antes de mais nada uma crise do Estado, e não uma crise do mercado, como a da Grande Depressão dos anos 30: uma crise fiscal, uma crise do modo de intervenção e uma crise da forma burocrática de administrar o Estado. Foi assim uma crise estrutural do processo de desenvolvimento anterior. Não foi uma crise meramente decorrente do protecionismo, do estatismo e do populismo ocorridos na América Latina, como pretende a interpretação neoliberal. Nem foi uma crise causada pelas políticas dos países desenvolvidos que provocaram e que enfrentaram a crise da dívida nos anos 80, como quer a interpretação populista. Na verdade, a Grande Crise foi consequência da própria dinâmica do notável desenvolvimento econômico que ocorreu na América Latina entre os anos 30 e os anos 70. Este desenvolvimento*

---

<sup>31</sup> BRESSER PEREIRA, Luiz Carlos. A Reforma do Aparelho do Estado e a Constituição Brasileira. In: ENAP – Texto para Discussão nº 1. Brasília: ENAP, Julho de 2001.

*ocorreu nos quadros de uma interpretação e de uma estratégia nacional-desenvolvimentista, sob a égide de uma forte intervenção do Estado.”<sup>32</sup>*

Outros autores como JUCÁ (2003), também percebem a crise do Estado Desenvolvimentista como conseqüência da crise fiscal, da crise do modelo estatizante de intervenção do Estado e da crise do modelo burocrático de gestão pública. Ou seja, o esgotamento do “modelo de substituição de importações” adveio de problemas de governabilidade e governança.<sup>33, 34</sup> Neste contexto de crise, a trajetória produtiva das empresas estatais do petróleo na América do Sul foi, de certa forma, interrompida pela esgotamento do “modelo de substituição de importações”, após as crises provenientes dos choques do petróleo e dos juros. Segundo ALVEAL CONTRERAS (1999),

*“Ora, a trajetória positivamente produtiva das estatais petrolíferas latino-americanas aqui tratadas foi afetada pela exaustão da articulação relativamente coerente entre o modo de institucionalidade que presidiu a governança estatal e o padrão desenvolvimentista substitutivo de importações. Essa perda de coerência foi precipitada pelos impactos positivos (México e Venezuela) ou negativos (Argentina, Brasil) dos choques do petróleo da década de 70.”<sup>35</sup>*

A crise dos países sul-americanos foi incrementada com a adoção de políticas macroeconômicas com o objetivo de manter as elevadas taxas de crescimento das três décadas anteriores (1950, 1960 e 1970). Em um primeiro momento, recorreu-se a um crescente endividamento externo, que afetou a economia regional nas décadas de 80 e 90. No setor energético, as empresas estatais que já haviam sido utilizadas na obtenção de empréstimos externos durante os anos 70, tiveram as suas tarifas reduzidas, dentre elas os preços dos combustíveis. Esta política tornou a situação das empresas estatais muito frágil e, possibilitou, nos anos 90, em muitos países, a flexibilização dos monopólios estatais e/ou a privatização das

<sup>32</sup> BRESSER PEREIRA, Luiz Carlos. Reconstruindo um Novo Estado na América Latina. In: *ENAP – Texto para Discussão n° 24*. Brasília: ENAP, Março de 1998.

<sup>33</sup> “Enquanto a governabilidade deriva da legitimidade do Estado ou de seus dirigentes em face da sociedade governada, ou seja, vincula-se, fundamentalmente, à capacidade política estatal, a governança pode ser definida como a capacidade financeira e administrativa para pôr em prática, de forma eficiente, as decisões governamentais.” JUCÁ (2003), op. cit..

<sup>34</sup> A crise fiscal de 70 e 80 pode ser considerada uma crise de governança, pois impedia o poder público de cumprir seus deveres sociais pela falta de recursos.

<sup>35</sup> ALVEAL CONTRERAS (1999), op. cit..

companhias. A única exceção de crescente endividamento, de perda de atualização e de retardo tecnológico foi a PETROBRÁS. As demais companhias estudadas da América do Sul sofreram o processo de desmantelamento e fragilização citado, cada uma da sua forma. O texto abaixo abarca adequadamente tal questão:

*“Com efeito, em função da elevada rentabilidade auferida ao longo das atividades da cadeia petrolífera, as estatais petrolíferas passaram a ser visualizadas por grupos privados nacionais na Argentina e tenderam a ser instrumentadas, no México e na Venezuela, como fontes inesgotáveis de extração de ganhos fiscais para os tesouros dos governos e como alavancas de endividamento público para sobrelevar o processo de crescimento macroeconômico.”<sup>36</sup>*

Além disso, os governos dos países da América do Sul, nas últimas décadas, mostraram ser incapazes de formular e implementar projetos nacionais e, até mesmo, de criar um novo modelo de desenvolvimento que substituísse o “modelo de substituição de importações”. Os países em desenvolvimento, pelo contrário, perderam a autoridade soberana sobre os rumos das políticas sócio-econômicas internas. A orientação de política macroeconômica e microeconômica interna foi subordinada a receituários de ajustamento e de reformas macroeconômicas e setoriais provenientes dos organismos internacionais de crédito (Banco Mundial e FMI). A proposta seguida pelos países latino-americanos e aceita pelo Banco Mundial, FMI, dentre outros órgãos externos de financiamento, foi a de “reconstrução do Estado”, que passaria a ser um Estado Regulador. Tal Estado passa a ser fiscalizador, financiador e regulador ao invés de produtor direto; o seu papel é complementar o mercado, em vez de substituí-lo.

#### **2.4 – A Reestruturação do Setor Petrolífero Sul-Americano: do Estado-Empresário ao Estado Regulador**

O aumento das incertezas da IMP, a redução da margem de lucros das companhias internacionais de petróleo, o crescente endividamento dos Estados Nacionais, a necessidade de vultosos investimentos no setor e as reformas macroeconômicas conduziram à reestruturação mundial do setor e, também, influenciou as mudanças na América do Sul. Neste ínterim, várias reformas foram conduzidas na economia como um todo e, em especial, na atividade petrolífera;

---

<sup>36</sup> Idem.



optando-se pela substituição do Estado Desenvolvimentista pelo Estado Regulador. De acordo com PISTONESI, PADILLA & CHÁVEZ (2000),

*“La continuada crisis que afectó a los países de la Región durante la década de los años ochenta, el mercado endeudamiento externo y las nuevas condiciones que se fueron plasmando en el plano mundial desde mediados de la década de los setenta, fueron factores decisivos para impulsar las reformas estructurales en las economías de ALC [América Latina y Caribe]. En términos generales se trató de cambios adaptativos requeridos para la viabilidad del proceso de acumulación dentro de esas nuevas condiciones, fuertemente influenciados por orientaciones doctrinarias neoliberales. Las transformaciones introducidas en las industrias energéticas se enmarcan dentro de esas reformas estructurales de las economías de la región.” [grifo nosso]<sup>37</sup>*

A reestruturação da indústria sul-americana de petróleo, com a redução de barreiras institucionais ao ingresso de novos *players*, dependeu de vários fatores internos e externos às economias nacionais, dentre eles: 1) o nível de reservas e as condições de produção; 2) a importância estratégica da indústria do petróleo, em termos de fiscalidade e de garantia de receitas governamentais, para promover o desenvolvimento econômico dos países; e 3) o potencial de crescimento dos mercados internos.<sup>38</sup>

A Venezuela teve muita cautela no processo de flexibilização institucional do setor petrolífero por apresentar uma indústria petrolífera estratégica para o seu desenvolvimento interno e por ter elevadas reservas, com excelentes condições de produção. Com relação ao caso brasileiro, o principal fator de impulsão para a flexibilização do monopólio da estatal PETROBRÁS foi o potencial de crescimento do mercado interno. Já os casos argentinos e colombianos, cada um em sua dimensão, não possuem uma referência direta com os fatores descritos. A Argentina teve uma abertura radical do setor, com a privatização da YPF<sup>39</sup>. Por sua vez, a Colômbia criou uma agência setorial (*Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH*), transferindo-lhe o papel regulador que outrora encontrava-se na estatal Ecopetrol e modificando o

<sup>37</sup> PISTONESI, PADILLA & CHÁVEZ (2000), op. cit., p. 31.

<sup>38</sup> ALVEAL CONTRERAS (1999), op. cit..

<sup>39</sup> “En las situaciones más extremas, la reestructuración de las industrias energéticas significó, una profunda reorganización productiva e institucional, un cambio radical en los principios regulatorios y la enajenación masiva de los activos de las empresas públicas; todo ello ejecutado en el breve lapso de tres o cuatro años.” PISTONESI, PADILLA & CHÁVEZ, op. cit., p. 32.

tipo de contrato vigente no *upstream* colombiano (de contrato de associação para contrato de concessão). Observa-se, segundo ALVEAL CONTRERAS & PINTO JÚNIOR (1996) e ALVEAL CONTRERAS (1999), que

*“... o cenário de abertura ou flexibilização petrolífera vem exercendo inequívoca influência na mudança da estrutura de governança estatal nos casos da PDVSA, da PEMEX e da PETROBRÁS [pode-se inserir a Ecopetrol], introduzindo uma alteração dos objetivos e das orientações estratégicas da natureza constitutiva bifacial das funções-objetivo das estatais em questão. As novas orientações do acionista majoritário tendem a privilegiar a importância da função empresarial das estatais petrolíferas vis-à-vis as funções macroeconômicas e políticas de desenvolvimento.”*<sup>40</sup>

Os principais fatores que possibilitaram o prosseguimento das orientações gerais das reformas foram, a saber: 1) a assistência e as condições impostas pelas instituições multilaterais de crédito para a renegociação da dívida externa dos países sul-americanos; e 2) a abundante disponibilidade de capitais no mercado financeiro internacional no início da década de 1990. Cabe frisar que, os processos de reforma nos planos econômico e energético, tiveram orientações gerais semelhantes, como pode ser visto no texto abaixo:

*“La desregulación de los mercados de los energéticos comercializables, la apertura a la participación de inversionistas privados en la explotación de los recursos hidrocarburíferos y la introducción de mecanismos de mercado en las industrias energéticas, vinculadas a redes de transporte y distribución, fueron los elementos principales del esquema general impulsado por los organismos multilaterales de crédito, en concordancia con las reformas estructurales promovidas en el plano económico general.”*<sup>41</sup>

A abertura do setor energético proveio da disponibilidade de capitais no mercado financeiro internacional no início dos anos 1990 e das dificuldades dos países sul-americanos de obter recursos suficientes para os investimentos setoriais necessários, dada a crise do setor público desde os anos 1980. Neste contexto, as reformas abarcaram ainda, a estrutura do Estado e suas funções de implementação de política, chegando a alcançar as áreas anteriormente

---

<sup>40</sup> ALVEAL CONTRERAS, Carmen & PINTO JÚNIOR, Helder. A Cooperação Inter-Firmas na Indústria Petrolífera Mundial. *Texto para Discussão n° 382*. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 1996. ALVEAL CONTRERAS (1999), op. cit..

consideradas estratégicas. Em muitas situações, no entanto, as estatais petrolíferas não se encontravam em crise como pressupunha os organismos multilaterais de crédito; tal fato fez com que houvesse uma limitação no processo de reforma, como poderá ser visualizado nos Capítulos 3 e 4.

#### **2.4.1 – O Novo Modelo de Desenvolvimento Econômico Baseado na Concepção das Instituições Internacionais de Crédito (Banco Mundial e Fundo Monetário Internacional)**

Apesar de controvérsias com relação ao tema, afirma-se que o novo modelo de desenvolvimento econômico estabelecido nos países sul-americanos, na década de 90, foi o determinado pelo Consenso de Washington em 1989. Neste contexto, o Banco Mundial passaria a ser a instituição que reformularia e defenderia o surgimento de um novo Estado, ou seja, o Estado Regulador Neoliberal. Segundo o BANCO MUNDIAL (1994),

*“Nas duas últimas décadas a oferta desses produtos [serviços de infra-estrutura] aumentou significativamente nos países em desenvolvimento. Em muitos casos, porém, os benefícios dos investimentos feitos nessa área não se concretizaram plenamente, o que acarretou grave desperdício de recursos e perdas de oportunidades econômicas. A principal causa disso é a inadequação dos incentivos propiciados por muitos dos mecanismos institucionais responsáveis pela provisão de serviços de infra-estrutura. As características técnicas e econômicas especiais da infra-estrutura conferem ao governo um papel fundamental nessa área, mas a sua atuação intensa e dominante muitas vezes não resultou numa boa prestação de serviços. Mas graças a uma nova mentalidade e aos avanços tecnológicos, verifica-se que é cada vez mais viável adotar princípios comerciais na provisão de infra-estrutura.”<sup>42</sup>*

Assim, na avaliação dos técnicos do Banco Mundial, o desenvolvimento dominado pelo Estado fracassou. Porém, nessa avaliação, afirma-se que se deve manter um Estado efetivo para dar continuidade ao processo de desenvolvimento. Os seus objetivos seriam, basicamente, a arbitragem (ditando e aplicando regras) e a parceria no jogo econômico, ou seja, há uma percepção que os mercados e os governos são complementares.

---

<sup>41</sup> PISTONESI, PADILLA & CHÁVEZ (2000), op. cit., p. 32.

De acordo com BRESSER PEREIRA (1997),

*“A reforma do Estado envolve quatro problemas que, embora interdependentes, podem ser distinguidos: (a) um problema econômico-político – a delimitação do tamanho do Estado; (b) um outro também econômico-político, mas que merece tratamento especial – a redefinição do papel regulador do Estado; (c) um econômico-administrativo – a recuperação da governança ou capacidade financeira e administrativa de implementar as decisões políticas tomadas pelo governo; e (d) um político – o aumento da governabilidade ou capacidade política do governo de intermediar interesses, garantir legitimidade, e governar.”*<sup>43</sup>

Os pontos principais das reformas econômicas foram: 1) reordenação das contas fiscais tendendo a lograr a diminuição do déficit e inclusive obter superávit primário que permita atender o serviço da dívida externa; 2) diminuição do grau discricionário dos governos no manejo da emissão monetária, dando maior autonomia aos bancos centrais; 3) abertura externa das economias e maior disciplina no manejo dos tipos de câmbio, além de livre mobilidade dos capitais financeiros; 4) revitalização dos processos de integração subregional, obtidos pela política generalizada de abertura unilateral; 5) desregulamentação dos mercados internos de bens e serviços, pretendendo atrair os investimentos externos; 6) menor arbitrariedade no manejo dos preços dos serviços públicos, principalmente os do setor energético, tratando de ajustá-los a critérios de custo; 7) mudanças no papel do Estado, retirando-se suas funções empresariais e centrando sua atenção nas atividades específicas (saúde, educação, seguridade, defesa, dentre outras) e nas funções de regulação e controle; e 8) desincorporação de ativos das empresas públicas e melhorias na gestão daquelas que mantiverem seu caráter estatal.<sup>44</sup>

As reformas macroeconômicas propostas pelo Banco Mundial são, de uma certa forma, mais fáceis de serem implementadas (vide as políticas de estabilização como o Plano Real). No caso de reformas do próprio Estado, de sua regulamentação, da infra-estrutura etc são mais difíceis porque envolvem alterações das estruturas institucionais (regras formais e informais)<sup>45</sup>. O texto abaixo avalia toda esta questão da influência do Banco Mundial e do FMI nos países devedores:

<sup>42</sup> BANCO MUNDIAL. *Relatório sobre o Desenvolvimento Mundial. Infra-estrutura para o Desenvolvimento*. Rio de Janeiro: FGV, 1994. p. 14.

<sup>43</sup> BRESSER PEREIRA (1997), op. cit., p. 7.

<sup>44</sup> PISTONESI, PADILLA & CHÁVEZ (2000), op. cit., p. 31.

<sup>45</sup> No Brasil, estas reformas envolviam a modificação da Constituição Federal de 1988.

*“O mesmo cardápio de austeridade orçamentária, desvalorização, liberalização do comércio e privatização é aplicado simultaneamente em mais de cem países devedores. Estes perdem a soberania econômica e o controle sobre a política monetária e fiscal; seu Banco Central e Ministério da Fazenda são reorganizados (freqüentemente com a cumplicidade das burocracias locais); suas instituições são anuladas e é instalada uma ‘tutela econômica’. Um ‘governo paralelo’ que passa por cima da sociedade civil e é estabelecido pelas instituições financeiras internacionais (IFIs). Os países que não aceitam as ‘metas de desempenho’ do FMI são colocados na lista negra.”<sup>46</sup>*

Segundo FIORI (1997), a retomada do pensamento liberal (conhecido como neoliberalismo), no campo econômico, representava a política da “*supply side economics*” e da “deflação competitiva”, tornando políticas de valor universal o equilíbrio fiscal, a desregulamentação dos mercados, a abertura das economias nacionais e a privatização dos serviços públicos. Por sua vez, no campo político, a “crise de governabilidade” foi atribuída ao excesso de gasto público (política keynesiana) das democracias de massa. A proposta dessa corrente de pensamento era, então, a redução da participação democrática e do Estado, principalmente, do Estado empresário.<sup>47</sup>

As idéias neoliberais foram concentradas no denominado Consenso de Washington, que nada mais era do que um programa de políticas fiscais e monetárias associadas a um conjunto de reformas institucionais destinadas a desregular e abrir comercialmente economias desenvolvimentistas, privatizando os seus setores públicos.<sup>48</sup> Chegava-se, assim, no Brasil e em alguns países endividados da América Latina, uma versão adaptada das idéias liberal-conservadoras já difundidas no mundo desde a retomada da hegemonia americana.<sup>49</sup>

Os problemas da atuação de monopólios estatais no setor de infra-estrutura são, de acordo com o BANCO MUNDIAL (1994): a ineficiência das operações; a manutenção inadequada; a ineficiência financeira e sangria fiscal; a incapacidade de atender à demanda do usuário; a negligência para com os pobres; e a negligência com o meio ambiente. Tais idéias foram utilizadas para promover a privatização da estatal argentina de petróleo (YPF) e a tentativa

<sup>46</sup> CHOSSUDOVSKY. In: ABREU, Yolanda Vieira de. *A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Questões e Perspectivas*. São Paulo: USP, 1999. (Dissertação de Mestrado em Energia). p. 23.

<sup>47</sup> FIORI, José Luís. Globalização, hegemonia e império. In: TAVARES, Maria da Conceição & FIORI, José Luís. *Poder e Dinheiro: uma economia política da globalização*. 3ª edição. Petrópolis: Vozes, 1997. p. 116.

<sup>48</sup> No Brasil estas idéias foram implementadas a partir do governo Collor de Mello em 1990.

<sup>49</sup> Idem. p. 123.

de privatização da PDVSA (Venezuela), empresa última que apresenta excelentes dados setoriais, fragilizando o argumento de ineficiência estatal.<sup>50</sup>

Segundo o BANCO MUNDIAL (1994), há

*“... duas conclusões principais. Primeiro, existem menos atividades de infra-estrutura que requerem intervenção governamental do que se imaginava. Segundo, quando necessário, a intervenção governamental pode ser efetuada através de instrumentos de política pública menos distorcidos do que aqueles tradicionalmente empregados.”<sup>51</sup>*

Com relação especificamente ao setor de infra-estrutura, o diagnóstico do Banco Mundial é que as falhas na provisão de infra-estrutura provém dos incentivos embutidos nos mecanismos institucionais e organizacionais vigentes. Então, para que haja uma prestação eficiente dos serviços, tanto pelo setor privado quanto pelo setor público, são necessários três elementos: 1) gestão baseada em princípios comerciais<sup>52</sup>; 2) concorrência<sup>53</sup>; e 3) participação dos usuários e outros interessados.

Desta forma, de acordo com o relatório desse Banco, torna-se fundamental ter-se um processo de reforma abrangente no setor de infra-estrutura. O maior desafio para estas mudanças é determinar quais as áreas que podem ser competitivas e quais as áreas que devem permanecer com uma ação governamental forte. As opções são: 1) propriedade e operação públicas, através de empresa pública ou departamento governamental; 2) propriedade pública, mas com

---

<sup>50</sup> “Pode-se verificar que a defesa de proporcionar o bem estar mínimo aos pobres, vai além da preocupação com o seu bem-estar. É uma maneira de alcançar a estabilidade política e evitar o êxodo para os países desenvolvidos, além de proporcionar um ambiente mais apropriado e seguro aos investidores. Com o discurso de prover eletricidade as populações mais pobres ou para zonas rurais, a classe dominante de diversos países e os organismos internacionais apossam-se dessas questões, para atingir diversos objetivos políticos, ideológicos e outros, como por exemplo o motivo para estatizar grande parte do setor elétrico, em épocas passadas, e nos últimos anos vem sendo utilizada pelo BANCO MUNDIAL, como um dos motivos para privatizá-lo.” ABREU (1999), op. cit., p. 23.

<sup>51</sup> BANCO MUNDIAL (1994), op. cit., p. 37.

<sup>52</sup> “... na maioria dos departamentos e empresas governamentais de serviços públicos, que têm objetivos múltiplos e contraditórios, não respondem devidamente pelos custos ou riscos financeiros e dão pouca ênfase às receitas arrecadadas e à qualidade do serviço prestado [...] os fornecedores de infra-estrutura estão sujeitos à ampla interferência das autoridades políticas, o que prejudica as decisões operacionais sobre investimento, apreçamento, mão-de-obra e opções tecnológicas. É comum considerar-se que certos serviços de infra-estrutura (como energia, água, portos, ferrovias, aeroportos e telecomunicações) são potencialmente ‘comerciais’ por serem esses os serviços para os quais é mais fácil recuperar os custos do fornecimento mediante a cobrança de taxas de usuários ou tarifas.” Idem. p. 35.

<sup>53</sup> “A concorrência promove a eficiência e dá aos usuários opções que por sua vez tornam os fornecedores de infra-estrutura mais responsáveis.[...] hoje a concorrência pode ser usada diretamente em mais atividades de infra-estrutura por causa dos avanços tecnológicos. [...] no setor de geração de energia, as turbinas a gás de ciclo combinado funcionam eficientemente em níveis de potência inferiores ao de outras tecnologias de geração.” Idem.

responsabilidade do setor privado por toda a operação (e pelo risco financeiro); 3) propriedade e operação privadas; e 4) provisão pela comunidade e usuários. Cabe ressaltar que, as opções de provisão de infra-estrutura mais difundidas pelo Banco são as que tem por base a privatização das empresas estatais.

Os elementos das reformas macroeconômicas e estruturais que mais impactos tiveram no setor energético foram: 1) a mudança na relação entre o Estado e as empresas públicas do setor energético, devido à necessidade de resolver os problemas fiscais e à adequação ou redefinição das funções do próprio Estado; 2) os processos de privatização de empresas públicas; e 3) a liberalização comercial, a desregulamentação dos mercados de bens e serviços, a liberalização dos fluxos financeiros e a abertura irrestrita ao investimento estrangeiro.<sup>54</sup>

#### **2.4.2 – A Reforma e o Novo Modelo do Setor Petrolífero Sul-Americano: Flexibilização de Monopólios, Privatizações e Estado Regulador**

O novo modelo para o setor petrolífero implicou uma forte diferenciação do papel a ser exercido pelo Estado e pelo setor privado. Dentro do novo modelo, o Estado passa a atuar de forma suplementar ou subsidiária com relação a atividade privada, ficando encarregado das tarefas de controle e regulação. As novas modalidades de regulação estão sendo realizadas em instituições com diferentes graus de independência em relação ao poder executivo, as denominadas agências reguladoras. No caso do setor petrolífero,

*“... conforma una estructura de mercado oligopólico o incluso monopolístico; en consecuencia, las posibilidades de colusión, bajo una empresa líder o de control absoluto, son muy altas. Por ello, en ausencia de una empresa pública que permita proteger los intereses de la sociedad, la regulación constituye un instrumento indispensable para ello.”<sup>55</sup>*

Em cada país a reestruturação do setor petrolífero foi conduzida de forma diferenciada, de privatizações das estatais à flexibilização de monopólios. A mudança institucional foi motivada, dentre outros fatores, pela necessidade de investimentos na indústria nacional de petróleo e pela promoção da competição do setor globalmente. O caso mais radical

<sup>54</sup> PISTONESI, PADILLA & CHÁVEZ (2000), op. cit., p. 33.

<sup>55</sup> Idem. p. 36.

(privatização da estatal petrolífera) advinha da concepção teórica neoliberal que estabelecia o Estado somente como responsável pela regulação da indústria. A Argentina é a principal representante dos países que levaram a cabo todos os pontos de reforma “sugeridos” pelo Banco Mundial e FMI. Atualmente, após a crise de abastecimento de 2003/2004, há uma reformulação da política realizada na década de 1990 e, até mesmo, a criação de uma nova estatal (ENARSA).

Outros países sul-americanos, decorrente do relevante papel do petróleo para sua economia interna, mantiveram as suas estatais petrolíferas (PDVSA, PETROBRÁS, Ecopetrol, PEMEX etc). Todavia, tais companhias passaram a adquirir um perfil mais comercial e diversificado, tornando-se, em alguns casos, empresas de energia. Além disso, a formação de alianças, parcerias e consórcios fortaleceram as estatais e permitiram-nas a redução dos riscos provenientes do segmento *upstream*, mediante compartilhamento de tecnologia, dados e investimentos. A atuação da PETROBRÁS em várias parcerias na atividade *upstream*, como operadora ou não, demonstra a idéia do benefício proveniente da atuação cooperativa das companhias petrolíferas, pelo menos, em um primeiro momento.<sup>56</sup>

#### **2.4.2.1 – Os Modelos Híbridos do Setor Petrolífero Regional**

Os aspectos principais da reestruturação do setor petrolífero sul-americano e dos novos modelos implementados são as formas de contratação utilizadas para a concretização da abertura e a vigência ou não da livre disponibilidade do cru. Observa-se, de imediato, que neste setor, as reformas foram mais moderadas do que no setor elétrico, pois grande parte das estatais foram mantidas. Os casos extremos são a Argentina<sup>57</sup> e o México. A indústria petrolífera argentina foi totalmente privatizada, passando de um modelo de controle central do Estado (com presença de contratados privados na etapa de produção) para um modelo de total desregulamentação do mercado. Já no caso mexicano, foi mantido o monopólio estatal, totalmente integrado.

---

<sup>56</sup> “A opção por uma estratégia de cooperação entre estatal e iniciativa privada tem como pressuposto que a preservação dos interesses públicos no setor petrolífero exige a intervenção direta do Estado para introduzir novos critérios de decisão diferente dos puramente orientados pelo mercado. As transformações da economia mundial, a baixa durável dos preços de petróleo e as mudanças econômicas e políticas dos países exportadores obrigaram as companhias nacionais a se adaptar ao novo contexto. Nesta ótica, elas deverão proceder a um novo equilíbrio entre sua missão empresarial e como instrumento ao serviço da política econômica de seus Estados proprietários. Para que possa ser bem sucedido, este processo supõem a sua modernização, o que não implica necessariamente na sua privatização.” FREIRE (2001), op. cit., p. 71.

<sup>57</sup> O caso da Argentina será apresentado no Capítulo 3 juntamente com a Colômbia e a Venezuela.



Com relação aos setores petrolíferos colombiano e venezuelano, optou-se por uma abertura a novos *players*, com proteção a indústria petrolífera nacional e manutenção das respectivas estatais (PDVSA e Ecopetrol) como braços operadores e reguladores do Estado na indústria petrolífera nacional - e, no caso específico da PDVSA, papel de política macroeconômica e social. Em 2004, as indústrias petrolíferas argentina e colombiana sofreram mudanças nas suas trajetórias de reforma. A Argentina criou uma nova estatal do petróleo (ENARSA) e a Colômbia separou as atividades de natureza industrial e comercial das atividades de administração das reservas de hidrocarbonetos de propriedade do Estado colombiano, retirando da Ecopetrol as atividades regulatórias e transferindo-as para uma agência reguladora (ANH).

A Colômbia possui duas formas de contratos no *upstream*: concessão a privados e contratos de partilha entre a Ecopetrol e *players* privados. Na Venezuela, o instituto do contrato de partilha, entre a PDVSA e outras companhias, tornou-se a relação contratual predominante. Atualmente, porém, com o retorno das idéias nacionalistas na Venezuela, proibiu-se expressamente a privatização da PDVSA e a sua atuação, minoritária, nos contratos celebrados para a exploração e produção de hidrocarbonetos.

Numa perspectiva regional mais ampla observa-se nos casos da Venezuela, Chile, Cuba, Trinidad y Tobago e Barbados, a preservação da empresa estatal integrada e a abertura regulada dos mercados à participação de *players* privados. No Peru e na Bolívia, embora o objetivo inicial fosse a privatização total dos ativos e a plena vigência dos mecanismos de mercado, as empresas estatais permanecem num ambiente híbrido que combina a existência de mercados regulados e de mercados abertos à participação de *players* privados. A Bolívia, de uma forma mais radical, cria, em 2004, uma nova estatal de petróleo (Petrobolívia). Tal estatal terá o controle total sobre os contratos de comercialização, retirando das empresas os direitos de propriedade sobre as vendas de petróleo e gás natural.<sup>58</sup>

Neste conjunto de experiências, a abertura petrolífera brasileira ao capital privado tornou-se um caso ímpar, pois combinou a criação de uma agência reguladora à manutenção da empresa estatal integrada. A Colômbia, numa tentativa de atrair investimentos externos, também passou a ter uma agência reguladora e uma estatal integrada.

---

<sup>58</sup> ECONOMIST INTELLIGENCE UNIT. Bolívia quer Tornar Lei do Petróleo Retroativa. 13 de Setembro de 2004. In: [www.aesetorial.com.br](http://www.aesetorial.com.br).

As estratégias identificáveis entre os governos e suas estatais são diferenciadas. A Venezuela e o México, os dois maiores produtores e exportadores de petróleo da região, implementaram estratégias de intensificação das atividades no *upstream* e de internacionalização de suas operações no *downstream*.<sup>59</sup> A estratégia da estatal brasileira PETROBRÁS<sup>60</sup> é priorizar o aumento das reservas e da produção de petróleo em território brasileiro e explorar reservas fora do país.

Já com relação aos países que optaram pela privatização petrolífera, parcial ou total, podem ser observadas diferentes estratégias. Na Argentina, a estratégia predominante refletia orientações dos *players* privados. Porém, como já foi dito, criou-se uma nova estatal de petróleo em 2004, o que reflete uma tendência de retorno da “forte” atuação do Estado argentino, principalmente devido à crise energética vivenciada recentemente. A estratégia boliviana, que anteriormente correspondeu ao fortalecimento das unidades de negócio da YPFB com base no concurso privado por ampliação e não por venda de ativos, atualmente, também corresponde a uma ampliação da atuação do Estado boliviano, com a criação da Petrobolívia. Já o caso peruano<sup>61</sup>, até o momento, não apresenta uma estratégia clara.

Em resumo, na América do Sul, a reestruturação petrolífera conduziu a um modelo híbrido, compreendendo, no limite, a atuação de empresas estatais de grande porte e de agências reguladoras. Além disso, em situações de privatização radical, como a da Argentina, há, aparentemente, um retorno das idéias nacionalistas com a criação da ENARSA e, ao mesmo tempo, a atuação de empresas privadas (dentre elas, a ex-estatal YPF). Para FIANE (s/d), existe um grande problema no hibridismo que deve ser resolvido com a definição do tipo de modelo implantado ou com a formação de instituições que trabalhem adequadamente com a natureza híbrida resultante da reforma.

*“Esse modelo híbrido, o qual envolve empresas estatais de grande porte e agências reguladoras, é resultado de um processo de herança institucional, em que convivem instituições de natureza reguladora com*

---

<sup>59</sup> A PDVSA está atuando no refino e na comercialização em vários países sul-americanos, em especial, Colômbia, Equador e Peru.

<sup>60</sup> Segundo a PETROBRÁS (2004), “a [sua] estratégia corporativa é liderar o mercado de petróleo, gás natural e derivados na América Latina, atuando como empresa integrada de energia, com expansão seletiva da petroquímica e da atividade internacional.” PETROBRÁS. PETROBRÁS em Ações – Relacionamento com Investidores. Nº 2. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 2004.

<sup>61</sup> Devido ao nível reduzido de reservas e a falta de interesse por parte dos *players* privados, o processo de privatização da indústria petrolífera peruana não teve prosseguimento.

*instituições de natureza desenvolvimentista. Obviamente isso tem gerado dificuldades, cuja administração não tem sido satisfatória, basicamente por não se ter reconhecido, até agora, que o sistema híbrido envolve características divergentes e conflitantes, o que exige, ou uma definição por um tipo de modelo, quer regulador, quer desenvolvimentista, ou que então sejam definidas regras e instituições que dêem conta dessa natureza híbrida, e de sua herança institucional.”<sup>62</sup> [grifos nossos]*

O pensamento reformista admite que o estabelecimento de novos princípios e formatos regulatórios não é compatível com a manutenção de estruturas regulatórias arcaicas (intervencionistas e estatistas). Afirmam, assim, que as estratégias mais bem sucedidas advêm da re-regulação (nova política regulatória), após a efetiva desregulação do setor. A desregulação incorre em custos de reformar ou descontinuar instrumentos e políticas que eram seguidas pelos agentes. Em outras palavras, como afirmou ABRANCHES (1999):

*“[A desregulação] gera, portanto, novos custos de readaptação, perdas para os agentes menos capazes de se adaptar ao novo ambiente e custos políticos, decorrentes da oposição de interesses associados ao status quo ante. Esta oposição, geralmente, gravita em torno da própria agência que implementa a política e se constitui no centro da contra-reforma.”<sup>63</sup>*

#### **2.4.2.2 – Os Principais Questionamentos quanto à Regulação**

O estudo da regulação é amplo uma vez que abrange diversas facetas como o direito, a economia, a ciência política e a sociologia. Regular é estabelecer regras e, também, criar agências que fiscalizem o cumprimento de tais regras. A regulação ocorre porque o mercado é imperfeito, e deixado agindo sozinho ele não conduz ao desenvolvimento, à paz social, ou seja, aos melhores resultados possíveis. Entretanto, a implementação da regulação apresenta custos de transação, pois na busca de negociação para a melhoria de uma falha de mercado podem surgir problemas contratuais.<sup>64</sup>

O monopólio pode ser visto como uma falha de mercado, sendo que a regulação, neste caso, pode ser a garantia de uma atuação mais competitiva no mercado e com menores

<sup>62</sup> FIANE, Ronaldo. *Aspectos do Modelo Regulatório Brasileiro: Uma Avaliação a Partir dos Conceitos de Redes de Políticas e Herança Institucional*. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, s/d. p. 12 (mimeo).

<sup>63</sup> ABRANCHES, Sérgio Henrique Hudson de. *Reforma Regulatória: Conceitos, Experiências e Recomendações*. In: *Revista do Serviço Público*. Ano 50, nº 2. Brasília, Abr-Jun de 1999. p. 27.

<sup>64</sup> Nos países em desenvolvimento, tais custos ainda são maiores devido à tradição de ruptura contratual e de fragilidade institucional.

privilégios por parte das grandes empresas atuantes. Outra falha de mercado é a assimetria de informações que podem ocasionar perdas substanciais das novas empresas entrantes no mercado. Além disso, com o passar do tempo, os órgãos reguladores podem passar a ter informações mais restritas do que as empresas que regulam. Regula-se também, para evitar as externalidades negativas, fatos como a poluição tão presente na indústria do petróleo. O comportamento anti-competitivo é um ponto central na teoria de regulação, como se pode observar no texto abaixo:

*“Um exemplo clássico de comportamento predatório levando à monopolização foi o da Standard Oil Company nos Estados Unidos. Os proprietários da empresa, a família Rockefeller, construíram o seu império mediante a compra de mais de 120 rivais, tanto por meio de falências forçadas como mediante controle dos oleodutos e das ferrovias (dois outros exemplos de monopólio natural), prejudicando a capacidade das rivais de serem competitivas. De fato, em meados de 1890, a companhia holding detinha mais de 90% da capacidade de refino e venda de petróleo e derivados. Esse foi um exemplo extremado, que instou uma pronta resposta regulatória por parte do governo norte-americano.”<sup>65</sup>*

As principais críticas feitas à regulação são: 1) ineficiência; 2) captura; 3) declínio na capacidade competitiva da empresa; e 4) desincentivo à inovação. A ineficiência advém, basicamente, do fato de que a regulação exige, tanto do Estado como da empresa a ser regulada, recursos exorbitantes, principalmente, quando recai em litígios judiciais. A autoregulação é apresentada como uma solução a este problema.

O objetivo da regulação é a formação de coalizção, por negociação, envolvendo consumidores, firmas e agências regulatórias. Quando não há tal coalizção, percebe-se o estabelecimento de conluio entre o órgão regulador e uma das partes, em detrimento das outras ou a captura do regulador pelo regulado. Segundo ABRANCHES (1999),

*“... a regulação orientada para o mercado tem o consumidor como foco principal e procura promover seus interesses implantando a concorrência, como forma de eliminar as falhas de mercado”.<sup>66</sup> “A experiência de países tão distintos como os Estados Unidos, a Inglaterra e a Nova Zelândia, com modelos muito diferenciados de regulação,*

<sup>65</sup> MOURA, Marcelo Gameiro de. Agências Regulatórias no Brasil: os Casos dos Setores de Telecomunicações, Eletricidade e Petróleo/Gás Natural. In: *Revista do Serviço Público*. Ano 53, nº 2. Brasília, Abr-Jun de 2002. p. 88.

<sup>66</sup> ABRANCHES (1999), op. cit., p. 36.

*indica um fato básico: a proteção ao cidadão-consumidor e a eficácia social da regulação dependem de um Judiciário forte, atuante e eficiente.”<sup>67</sup>*

A captura do órgão regulador pode ocorrer em situações em que o poder de manipulação das empresas é superior ao poder fiscalizador da agência; ou seja, há uma proteção das empresas do setor, em vez de proteção aos consumidores (produtos com qualidade e com preço condizentes com os seus custos). O problema é que os reguladores terão que se basear nas informações cedidas pelos regulados e, além disso, há o caso em que o regulador estabelece políticas regulatórias extremamente favoráveis às empresas reguladas, justificando-se tal conduta pela possibilidade de ser empregado nas empresas reguladas. O período de quarentena é uma possibilidade de evitar tal problema.

Com a formação deste novo aparato regulatório baseado em coalizões e resolução de conflitos, exige-se que a regulação garanta a estabilidade de regras operacionais, a transparência de procedimentos, a busca aberta de informações e a decisão pluralista. Desta forma, pretende-se reduzir o poder excessivo da burocracia e evitar a captura do regulador.

*“... a privatização ou a eliminação de monopólios legais requer acompanhamento dos mercados onde ocorrem, para evitar que a cultura anti-competitiva se reinstaure, agora em mãos privadas ou sob controle de um oligopólio misto, envolvendo a estatal até então monopolista e alguns poucos concorrentes preferenciais, para os quais as barreiras à entrada são menores. Há ampla evidência de que a única restrição efetivamente lesiva à ação do mercado é a existência de barreiras à entrada. Optar por regular a entrada, como parece estar sendo a tendência no Brasil, tanto nas telecomunicações quanto no petróleo, significa reduzir na origem os potenciais benefícios ao consumidor do aumento da concorrência. O melhor caminho seria eliminar barreiras à entrada e deixar o acompanhamento antitruste cuidar para que não haja restrições indevidas à concorrência ou abuso de poder de mercado.”<sup>68</sup>*  
*“A transparência da gestão das agências é importante para mitigar o risco de captura e dar legitimidade social às suas iniciativas.”<sup>69</sup>*

---

<sup>67</sup> Idem. p. 40.

<sup>68</sup> Idem. p. 41.

<sup>69</sup> PIRES, José Cláudio Linhares & GOLDSTEIN, Andrea. Agências Reguladoras Brasileiras: Avaliação e Desafios. In: *Revista do BNDES*. V. 6, nº 16. Rio de Janeiro, Dezembro de 2001. p. 12.

A redução da competitividade das empresas reguladas pode advir do aumento de custo e, conseqüentemente, não incentivo à inovação e à melhoria do produto. Como soluções ao problema supracitado têm-se o uso de mecanismos de controle de preços ou o estabelecimento de um período de tempo durante o qual a empresa pode auferir os lucros de sua inovação, de maneira semelhante a uma licença de patente. Por último, critica-se o excesso de regulação, ocasionado por regras muito detalhadas, complexas e, às vezes, desnecessárias ou contraditórias. Aqui, questiona-se, também, a justaposição de competências entre os órgãos reguladores, entre estes e os demais órgãos governamentais.

A regulação dos setores que estão sendo desmonopolizados ou privatizados é fundamental, uma vez que há uma grande mudança de atuação dos agentes econômicos.

*“As áreas estatizadas são de regulação estatal, porque na quase totalidade dos casos a estatização decorreu de monopólios legais, portanto barreiras institucionais à entrada. O princípio de que uma restrição pelo lado da oferta implica em restrições pelo lado da demanda, tem muita importância neste caso.*

*A existência de um monopólio estatal veda aos consumidores brasileiros a possibilidade de terem acesso a bens e serviços diferentes daqueles que a empresa estatal pode ou deseja ofertar. Em alguns casos, a presença de uma empresa estatal – portanto, dispensada de seguir parâmetros de mercado – **incentiva o estabelecimento de outras regulações, a título de política industrial ou energética ou ambiental, por exemplo, que restringem, ainda mais, a liberdade dos consumidores.** Casos célebres são os carros a álcool e a adição de álcool à gasolina.*

*A privatização se dá, portanto, freqüentemente, em mercados, digamos, hiper-regulados, que requerem ampla desregulação, para que se crie um ambiente propício à ação privada.”<sup>70</sup>*

Além dos problemas relacionados ao próprio modelo de regulação, outras críticas podem ser feitas quanto à própria reforma do Estado. Com a formulação do Estado Regulador, há uma restrição do conceito de cidadania (cidadão-cliente) e uma minimização das bases de proteção social garantidas direta e universalmente pelo Estado. Há, de acordo com PINTO (2001), no conceito de cidadão-cliente, a exclusão de parte dos usuários dos serviços públicos da

---

<sup>70</sup> ABRANCHES (1999), op. cit., pp. 26-27.

categoria de clientes; ou seja, não são considerados clientes aqueles que não constituem um mercado.<sup>71</sup>

#### **2.4.2.3 – A Crise Precoce do Estado Regulador: o Pós-Consenso de Washington**

O “falecimento” do Consenso de Washington é inevitável, segundo GORE (2000), porque a sua metodologia e ideologia estão em contradição. O consenso estabelecia a substituição do dirigismo do Estado Desenvolvimentista pelas políticas orientadas para o mercado aberto. Envolveva, também, mudanças no quadro de referência de espaço e tempo da análise da política de desenvolvimento, a saber: a globalização parcial da análise política do desenvolvimento; e uma troca do historicismo pela avaliação do desempenho ahistórico. O modelo estabelecido pelo Consenso de Washington era a principal alternativa ao nacional desenvolvimentismo; com o esgotamento do modelo anterior, na América Latina, não foi estabelecido um novo modelo de desenvolvimento.<sup>72</sup>

Objetivava-se avaliar o desempenho das economias mundiais através da taxa de crescimento anual do PIB e da estabilidade econômica. A dinâmica de transformações a longo prazo das economias e sociedades deslocou-se para o objetivo estratégico de avaliação do crescimento a curto prazo e o restabelecimento dos equilíbrios financeiros. Com as crises de esgotamento precoce do modelo de desenvolvimento econômico baseado na concepção das instituições internacionais de crédito (FMI e Banco Mundial), surge, ainda nos anos 90, uma nova forma de política de desenvolvimento, em que a integração regional e as políticas de cooperação são estratégias fundamentais. Neste ínterim, a reintrodução de uma perspectiva histórica e de uma nova forma de nacionalismo econômico parece ser inquestionável.

A crise de energia no Brasil (2001/2002), na Argentina (2003/2004), dentre outros países da América do Sul, identifica problemas no modelo estabelecido com a reestruturação da indústria energética e o seu esgotamento em um período de, aproximadamente, uma década de atuação. Outros problemas tais como o baixo PIB latino-americano e as elevadas taxas de desemprego também podem indicar o baixo desempenho do modelo adotado. (Quadro 12).

---

<sup>71</sup> PINTO, Elida Graziane. Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado e Organizações Sociais: Uma Discussão dos Pressupostos do “Modelo” de Reforma do Estado Brasileiro. In: *JusNavegandi*. Ano 5, nº 51. Teresina, Outubro de 2001. [www.jusnavegandi.com.br](http://www.jusnavegandi.com.br).

<sup>72</sup> GORE, Charles. Rise and Fall of the Washington Consensus as a Paradigm for Developing Countries. In: *World Development*. Vol. 28, nº 5, 2000.

**Quadro 12 – América Latina e Caribe: Principais Indicadores Econômicos**

Ano	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004 <sup>a</sup>
<b>Indicadores Econômicos</b>	<b>Taxas Anuais de Variação</b>									
PIB <sup>b</sup>	1,1	3,7	5,2	2,3	0,5	3,7	0,4	-0,5	1,9	5,5
PIB por Habitante <sup>b</sup>	-0,6	2	3,4	0,6	-1,1	2,1	-1,1	-2	0,4	4
Preços ao Consumidor <sup>c</sup>	26	18,6	10,7	10	9,7	9	6,1	12,2	8,5	7,7 <sup>d</sup>
	<b>Porcentagens</b>									
Desemprego Urbano Aberto <sup>e</sup>	8,7	9,4	8,9	10	10,7	10,2	9,9	10,8	10,7	10
Dívida Externa Bruta Total/PIB <sup>f</sup>	36,6	35,1	33,7	38,1	42,8	37,5	37,9	42,4	42,9	38
Dívida Externa Bruta Total/Exportações de Bens e Serviços	228	215	204	231	219	179	182	179	172	140
	<b>Bilhões de Dólares</b>									
Balança de Conta Corrente	-37,8	-38,6	-64,4	-88,2	-54,9	-46,7	-52,8	-13,6	8,1	21,8
Balança de Bens	3,2	5,2	-13,1	-35	-6,8	3,4	-3,9	23,8	43,3	61,9
Exportações FOB	229,4	257,4	287	283,4	299,4	358,9	343	346,6	376,3	460,7
Importações FOB	226,2	252,2	300	318,4	306,2	355,6	346,9	322,8	333	398,8
Balança de Serviços	-15,5	-15,9	-19	-19	-17,1	-17,1	-19,2	-14,3	-13,8	-15
Balança de Renda	-40,8	-42,7	-47,7	-51,3	-50,4	-53,6	-54,7	-51,2	-55,8	-65,3
Balança de Transferências Correntes	15,2	14,8	15,4	17	19,4	20,6	25	28,2	34,5	40,3
	<b>Bilhões de Dólares</b>									
Balança de Capital e Financeira <sup>g</sup>	29,3	63,9	89,2	63,4	42,3	61,2	35,5	-14,5	2,7	-19,4
Investimento Estrangeiro Direto Líquido	25,8	40,3	57,6	63,7	79,3	68,9	64,9	39,2	28,5	37,8
Capital Financeiro <sup>h</sup>	3,5	23,6	31,6	-0,3	-37	-7,7	-29,4	-53,7	-25,8	-57,2
Balança Global	-8,5	25,2	24,8	-24,8	-12,6	14,5	-17,2	-28,1	10,8	2,5
Variação em Ativos de Reserva <sup>i</sup>	-23,1	-26,1	-15,8	9,1	6,3	-6,9	1	3,3	-29,5	-9,3
Outro Financiamento <sup>j</sup>	31,6	0,9	-9	15,7	6,3	-7,7	16,2	24,7	18,7	6,8

**Notas:** (a) cifras preliminares; (b) sobre a base de cifras oficiais convertidas a dólares a preços constantes de 1995; (c) variação de dezembro a dezembro; (d) variação de doze meses até novembro de 2004; (e) inclui um ajuste dos dados do Brasil e da Argentina, para dar conta das mudanças metodológicas dos anos 2002 e 2003, respectivamente; (f) estimativas sobre a base de cifras em dólares a preços correntes; (g) inclui erros e omissões; (h) refere-se aos saldos das balanças de capital e financeira (incluídos os erros e omissões) menos o investimento estrangeiro direto líquido; (i) o sinal menos indica aumento dos ativos de reserva; e (j) inclui uso do crédito e empréstimos do Fundo Monetário Internacional e financiamento excepcional.

**Fonte:** CEPAL. *Balance Preliminar de las Economías de América Latina y el Caribe – 2003-2004*. Santiago (Chile): CEPAL, 2005.

Na América do Sul, o que se observa é um hibridismo de políticas, de forma de atuação do Estado, da relação público-privado etc. Adicionalmente, observa-se, nos casos de países como Argentina, Brasil e Venezuela, o retorno do papel do Estado de promotor do desenvolvimento sócio-econômico. Os casos estudados no Capítulo 3 mostram nitidamente esta informação: criação de uma nova empresa estatal de petróleo na Argentina (ENARSA – *Energía Argentina Sociedad Anônima*); nova legislação de petróleo na Venezuela, dotando o *Ministerio de Energía y Minas* de maior controle sobre o setor e impossibilitando a associação minoritária



da PDVSA e/ou filiais nos convênios de exploração e produção de petróleo; e acordos PETROBRÁS-PDVSA referentes ao setor energético.

## **2.5 – A Regulação do Segmento *Upstream*: os Contratos Fiscais do Setor Petrolífero**

A legislação referente aos recursos minerais e, em especial, ao petróleo adveio da luta constante pelo domínio das riquezas minerais. A diferença entre a propriedade do solo e a propriedade do subsolo<sup>73</sup> é fundamental para o segmento *upstream* da indústria mundial de petróleo, pois permite a exploração dos recursos minerais sem interferência do proprietário da superfície. O sistema fundiário ou de acessão confere ao proprietário do solo também a propriedade do subsolo. Tal sistema foi estabelecido na Constituição Brasileira de 1891, além de ser base do regime minerário inglês e norte-americano. Contrariamente ao sistema de acessão, o sistema dominial ou regaliano encontra-se mutuamente relacionado ao exercício da soberania pelo Estado que pode permitir mediante concessão a exploração dos recursos minerais objetivando o uso da riqueza em benefício da coletividade. Do sistema regaliano derivam-se todos os outros (sistema industrial ou *res nullius*<sup>74</sup>, sistema de ocupação<sup>75</sup> e sistema de concessão<sup>76</sup>), pois contesta o domínio do subsolo pelo proprietário do solo.

Para tornar a questão jurídica da propriedade dos hidrocarbonetos ainda mais complicada, observa-se que petróleo e gás natural são fluidos e fugazes, podendo deslocar-se no interior das rochas sedimentares. Tal fato torna difícil a avaliação da região exata que retinha os hidrocarbonetos. Neste contexto, fortaleceu-se a denominada regra da captura (*rule of capture*), que privilegiava a necessidade de recursos energéticos e premiava os diligentes na busca dos recursos minerais. O resultado foi o desperdício e o esgotamento precoce de importantes jazidas petrolíferas.

---

<sup>73</sup> A dicotomia propriedade do solo e do subsolo assumiu uma sistematização científica a partir do Código de Minas de 1810 de Napoleão Bonaparte.

<sup>74</sup> No sistema industrial pressupõe-se que a propriedade do subsolo é do Estado que concede a sua exploração.

<sup>75</sup> O sistema de ocupação estabelece que o proprietário da mina descoberta é o seu descobridor ou o seu primeiro ocupante. Com exceção do direito do proprietário ao lucro, em algumas situações, a execução do sistema de ocupação pode limitar o exercício do controle pelo Estado, tornando-se muito mais problemático e conflituoso no caso de estrangeiros.

<sup>76</sup> O sistema de concessão determina que as minas são de exclusiva propriedade do Estado, que fornece ao concessionário a exploração industrial da mina.

Para impedir o desperdício foram estabelecidas restrições à produção desenfreada de hidrocarbonetos, dentre elas, a doutrina dos direitos correlatos (*correlative rights doctrine*). Tal doutrina determinava que cada proprietário de recursos minerais, com fonte comum de fornecimento, possui o direito de produzir os hidrocarbonetos de um determinado reservatório em proporção à quantidade de petróleo e gás natural recuperáveis do reservatório sob sua propriedade. Desta doutrina obtém-se, para as nações que não separam a propriedade do solo e do subsolo, o conceito de conservação como referência da legislação petrolífera.<sup>77</sup>

A característica principal da propriedade privada é a riqueza dela proveniente estar relacionada ao interesse exclusivo de uma única pessoa (*ratione personae*). Por sua vez, a propriedade mineral relaciona a riqueza ao interesse comum (*ratione materiae*).<sup>78</sup> Os contratos utilizados na indústria do petróleo são de fundamental importância para o seu entendimento.

### **2.5.1 – Aspectos Gerais dos Contratos de Petróleo: Tributação, Meio Ambiente e Soberania**

Os principais pontos de conflito dos contratos referentes à indústria mundial de petróleo são a tributação, o meio ambiente e a questão da soberania. A partilha das receitas geradas pelo empreendimento pode ocasionar problemas devido às posições diferenciadas dos países hospedeiros e as companhias petrolíferas. Por um lado, o governo dos países hospedeiros objetivam a máxima retenção possível da elevada renda gerada pelo setor, sendo que, segundo eles, para as empresas petrolíferas internacionais somente bastaria o pagamento dos rendimentos necessários para remunerar o capital empregado nas atividades do segmento *upstream*. Por outro lado, as empresas petrolíferas internacionais esperam obter mais do que uma taxa normal de retorno sobre o capital investido em pagamento aos serviços prestados. Para tais companhias o seu investimento é de capital de risco e devem ser remuneradas com uma maior taxa de retorno sobre o investimento.

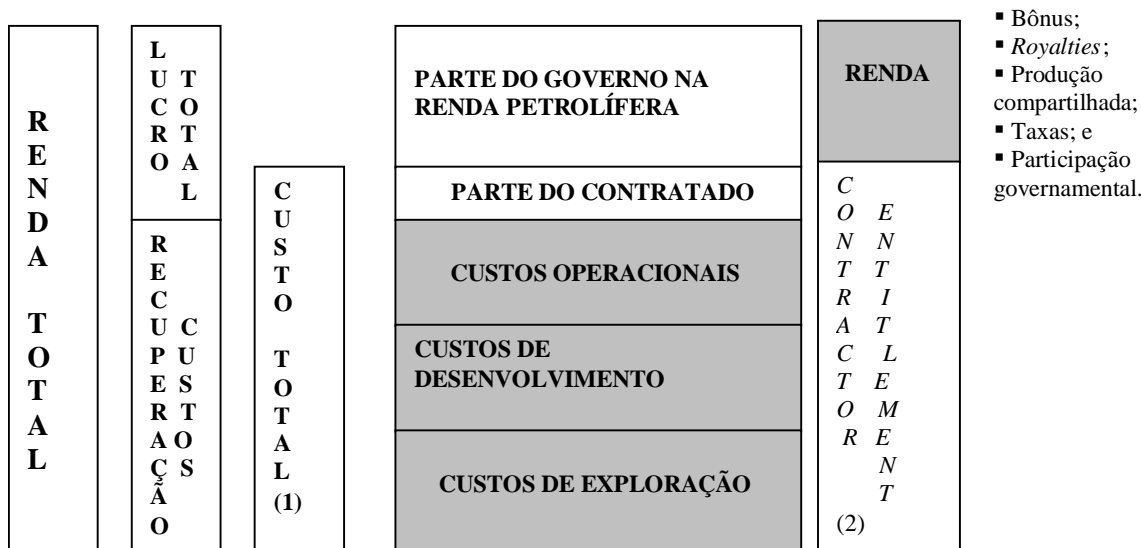
Na Figura 2, mostra-se que a renda econômica na indústria de petróleo é a diferença entre o valor da produção de petróleo e os custos de extração. Os governos dos países hospedeiros tentam capturar a renda econômica no momento da transferência de direitos através

---

<sup>77</sup> RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *As Joint Ventures na Indústria do Petróleo*. Rio de Janeiro: Renovar, 1997. p. 19.

<sup>78</sup> BARBOSA, Alfredo Ruy. Breve Panorama dos Contratos no Setor de Petróleo. *Jus Navigandi* n° 55. Março de 2002. In: [www1.jus.com.br](http://www1.jus.com.br).

de bônus de assinatura e durante a produção mediante o pagamento de *royalties*, impostos ou da produção compartilhada.



**Figura 2 – Alocações da Renda de Produção de Petróleo**

**Nota:** (1) Custo Total da perspectiva do governo.

(2) *Concessão de Direitos do Contratante* - Parte da renda total que consistirá, em última instância, nos custos recuperáveis de operação, exploração e desenvolvimento e, também, parte do lucro total.

**Fonte:** JOHNSTON, Daniel. *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Tulsa (Oklahoma): PennWell Books, 1994. p. 7.

### 2.5.1.1 – O Regime Fiscal dos Contratos Petrolíferos

O fator risco torna-se fundamental para o prosseguimento adequado das atividades da indústria. As condições contratuais devem ser suficientes para incentivar novas descobertas de hidrocarbonetos e, ao mesmo tempo, devem garantir ao país hospedeiro renda adequada de um mineral não-renovável. A margem de lucro para a indústria do petróleo deve ser elevada o suficiente para acomodar todos os fracassos da exploração de campos secos. Assim, a tributação é um ponto chave da indústria que deve ser resolvido da maneira mais transparente possível.

As comparações entre os regimes fiscais dos diversos países devem analisar os pontos principais dos contratos, observando-se, desde o primeiro momento, além dos riscos normais de qualquer indústria, os riscos geológicos e os riscos políticos. Desta forma, um regime fiscal utilizado em um país pode não se adequar a outras regiões produtoras. Adicionalmente cabe

mencionar que existem mais sistemas fiscais de petróleo<sup>79</sup> no mundo que países, além de ser possível a coexistência de tipos diferentes de contratos no período de transição (concessão e produção compartilhada, no Peru).

Até os anos 60, os países hospedeiros somente recebiam o pagamento de *royalties*; entretanto, com a nacionalização dos países produtores e a formação da OPEP, nos anos 70 e 80, os governos dos países hospedeiros passaram a ter maior poder de barganha e, assim, novas formas de capturas das rendas petrolíferas foram sendo utilizadas. Com a reestruturação da indústria petrolífera mundial, o regime fiscal aplicado a esta indústria, na última década (1990), passou a ser muito favorável às companhias petrolíferas. O motivo principal é a atuação desarticulada dos países que possuem áreas produtoras, competindo entre si para a atração de capital e tecnologia. Observa-se, nitidamente, uma tendência de flexibilização de regras de aplicações de *royalties* (por exemplo, Colômbia) e dos demais instrumentos fiscais. De acordo com MARTINS (1997),

*“Concretamente, isto [tendência de flexibilização] tem sido traduzido em abrandamento dos royalties; taxas de impostos mais baixas, mas incidindo sobre uma base expandida; limite mais elevados de produção tributável; menor participação na produção; bônus menores ou inexistentes. Verifica-se também uma tendência à progressividade da taxação; tratamento mais equalitário para investidores domésticos e estrangeiros; melhor gestão dos impostos; menor participação estatal. Estas tendências na área fiscal têm sido acompanhadas por desenvolvimentos na área legislativa e contratual, traduzidos em contínua revisão e atualização do arcabouço jurídico; menos regulamentos e controle sobre a operação das companhias; limitação dos poderes discricionários ‘absolutos’; regimes mais transparentes, por meio de critérios objetivos para aprovações ou decisões, e agilização dos processos.”*<sup>80</sup>

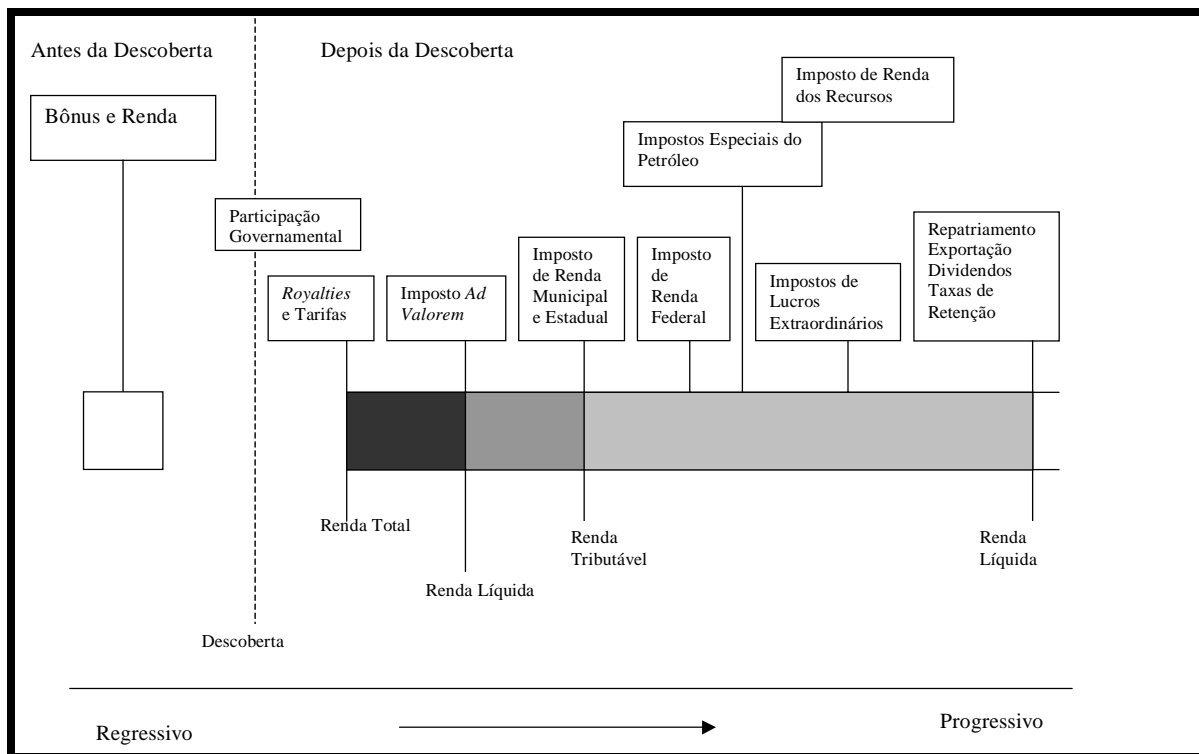
Os principais instrumentos fiscais que os governos dos países hospedeiros utilizam para capturar o maior montante possível da renda petrolífera gerada são o bônus de assinatura e

---

<sup>79</sup> De acordo com JOHNSTON (1994), o termo sistema fiscal de petróleo significa todos os aspectos legislativos, contratuais, fiscais e taxas/impostos relacionados às operações da indústria petrolífera dentro de uma nação soberana e seus Estados e Municípios. JOHNSTON, Daniel. *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Tulsa (Oklahoma): PennWell Books, 1994. p. 3.

<sup>80</sup> MARTINS, Luiz Augusto Milani. Política e Administração da Exploração e Produção de Petróleo. *Série Estudos e Documentos n° 35*. Rio de Janeiro: CETEM/CNPq, 1997. pp. 70-71.

de produção<sup>81</sup>; a taxa de ocupação<sup>82</sup>; o *royalty*<sup>83</sup>; o imposto de renda<sup>84</sup>; a partilha de lucros extraordinários<sup>85</sup>; e a participação governamental<sup>86</sup>.



**Figura 3 – Classificação dos Instrumentos Fiscais Utilizados no Setor Petrolífero**

**Fonte:** JOHNSTON, Daniel. *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Tulsa (Oklahoma): PennWell Books, 1994. p. 7.

<sup>81</sup> Os bônus de assinatura são pagos no momento da assinatura de um contrato ou na outorga de uma concessão ou licença. Já os bônus de produção são pagos no momento em que há descoberta de hidrocarbonetos e durante a fase de produção.

<sup>82</sup> A taxa de ocupação é um pagamento anual, estabelecido em lei, com os objetivos de proporcionar receita para o governo do país hospedeiro prosseguir com a administração das atividades petrolíferas e de estimular a devolução voluntária de áreas.

<sup>83</sup> O *Royalty* é a forma mais usual de pagamento baseado nos direitos de produção. A origem dos pagamentos com base na produção é a teoria que afirma que os *royalties* são provenientes do privilégio de utilizar ou desenvolver um recurso natural não-renovável. Vários autores o consideram como uma participação ou renda; entretanto, outros o consideram como imposto por ser pago após a descoberta de petróleo.

<sup>84</sup> O imposto de renda é cobrado ao nível da empresa, assim como é feito nos demais setores da economia. Alguns contratos apresentam isenções e, grande parte das vezes, é remetido ao sistema legal do país hospedeiro.

<sup>85</sup> A partilha de lucros extraordinários é a aplicação de impostos especiais sobre as receitas das companhias petrolíferas ou impostos progressivos, que objetivam o recolhimento de parte do lucro inesperado das empresas petrolíferas internacionais, advindo da produção de campos com lucros extraordinários ou do aumento de preços do petróleo.

<sup>86</sup> A participação especial é o pagamento, em escala progressiva, no caso de elevado volume de produção.

A Figura 3 mostra os principais instrumentos fiscais utilizados pelo governo no setor petrolífero, de acordo com uma classificação de impostos regressivos para progressivos. Cabe ressaltar que cada um destes instrumentos fiscais possuem pontos positivos e negativos para os países que os utilizam e para as empresas petrolíferas. O ponto principal de discussão encontra-se no pagamento de *royalties* e no pagamento de bônus de assinatura e de produção.<sup>87</sup>

### **2.5.1.2 – O Tratamento das Questões Ambientais nos Contratos Petrolíferos**

O tratamento das questões ambientais, por sua vez, é conduzido de maneira diferenciada em cada país ou região produtora de petróleo. Os riscos ambientais diferenciam-se em atividades *onshore* ou *offshore*. No mar, deve ser avaliada de forma diferente as atividades próximas à costa das atividades em águas profundas. As atividades próximas à costa devem levar em consideração restrições advindas da navegação, portos, ecossistemas sensíveis (mangues e reservas biológicas) e zonas turísticas; já a atuação em águas profundas, não devem levar em consideração tais pontos.

As atividades realizadas em terra devem levar em consideração o ecossistema local, a população humana e reservas biológicas, a fisiografia, a vegetação, o solo, o clima e os recursos hídricos. Os impactos ambientais dependem da atividade que vai ser realizada pelos agentes econômicos atuantes na indústria petrolífera. No período de exploração os riscos ambientais da prospeção geológico-geofísica são menores que os riscos advindos da sondagem. No período de desenvolvimento e produção, com a descoberta de petróleo, os riscos ambientais elevam-se dado o aumento da produção de petróleo. Por fim, o armazenamento, o transporte e a instalação de oleodutos aumentam a chance de vazamentos de petróleo.

Dado o problema da indústria de petróleo ser altamente poluente e as preocupações globais com o meio ambiente, os vários tipos de contratos de petróleo vêm abarcando cláusulas referentes ao tema. As áreas que mais recebem destaque, neste contexto, são: 1) a regulamentação dos procedimentos operacionais, para evitar problemas ambientais durante a exploração, desenvolvimento e produção; 2) a atribuição de responsabilidade legal por vazamentos de óleo durante o transporte, principalmente em zonas de navegação; e 3) a determinação do impacto da crise ambiental mundial, na demanda e no uso de energia no futuro. Mantém-se, nos contratos de

---

<sup>87</sup> Para maiores informações conferir JOHNSTON (1994) e MARTINS (1997).

exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, a cláusula genérica tradicional quanto ao Meio Ambiente; todavia, novas decisões ambientais foram inseridas nos contratos, a saber: 1) restrições à exploração em áreas turísticas; 2) obrigação de submeter laudos ambientais independentes; 3) obrigação de submeter plano compreensivo de gestão ambiental; 4) atribuição de responsabilidades ambientais na organização do operador; 5) obrigação de submeter cauções ou garantias cobrindo a responsabilidade ambiental, e incluir a responsabilidade ambiental na cobertura do seguro obrigatório; 6) obrigação de realizar auditoria ambiental ou permitir sua promoção pelo órgão regulador responsável (agência, ministério, governo); e vii) obrigação de recuperar áreas degradadas e esgotadas.<sup>88</sup>

### 2.5.1.3 – A Soberania Nacional nos Contratos Petrolíferos

A partir da Resolução da Organização das Nações Unidas n° 1.803/62<sup>89</sup>, todos os regimes de propriedade mineral estão baseados na Teoria da Soberania do Estado. A ligação da indústria petrolífera com esta resolução da ONU é nitidamente mostrada no texto a seguir:

*“O processo de formação da doutrina da soberania permanente e sua consolidação como norma jurídica internacional teve como elemento propulsor a nacionalização do petróleo empreendida por alguns países na década de cinquenta, notadamente o Irã em 1951.”<sup>90</sup>*

Entretanto, atualmente, o conceito de soberania vem apresentando algumas mudanças, como pode ser visto em RIBEIRO (1997),

*“É necessário observar que o desenvolvimento científico e de telecomunicações provocou uma mudança profunda no conceito de soberania, fazendo com que os Estados perdessem parte de sua importância no plano internacional. Num mundo controlado pelo Banco Mundial, o Fundo Monetário Internacional (FMI), pelo Grupo dos Sete e por multinacionais, os países em desenvolvimento passaram a sentir uma*

<sup>88</sup> Ainda em relação aos contratos em suas cláusulas referentes ao meio ambiente, deve-se assegurar o comprometimento formal da companhia contratada (ou concessionária) e, também, assegurar que se mantenham espaços mediante os quais os procedimentos e padrões de proteção e gestão ambiental, aceitos no mundo, possam ser considerados e incorporados aos contratos. MARTINS (1997), op. cit., p. 77.

<sup>89</sup> A Resolução da ONU n° 1.803, de 14 de dezembro de 1962 foi adotada por 87 votos a favor, 2 votos contra e 12 abstenções. Tal resolução pode ser considerada um dos pilares dos documentos firmados no ano de 1974, com o objetivo de propor a Nova Ordem Econômica Internacional (*New International Economic Order – NIEO*).

<sup>90</sup> RIBEIRO (1997), op. cit., p. 20.

*certa impotência, alimentando mais o ideal de integração.*”<sup>91</sup> [grifos nossos]

Um dos principais problemas que englobam soberania, extensão territorial dos países e hidrocarbonetos é a extensão das jazidas no subsolo além dos limites de mais de um Estado Soberano. Em 1995, ocorreu uma disputa desta natureza entre o Equador e o Peru. Há, adicionalmente, a ocorrência de depósitos petrolíferos comuns em águas oceânicas, o que trouxe a discussão sobre os direitos relacionados ao mar. A prática tem sido a celebração de tratados entre dois ou mais países com o objetivo de regular o desenvolvimento conjunto. Parte-se do pressuposto que o desenvolvimento de uma reserva de hidrocarbonetos, que se estende por uma fronteira internacional, é melhor realizado através de cooperação por parte dos Estados vizinhos do que por cada país individualmente.

A tecnologia de águas profundas, através da criação de novas formas de aproveitamento das reservas petrolíferas, trouxe consigo a necessidade de regulamentação dos interesses conflitantes da produção *offshore*. Além disso, a questão do Meio Ambiente passou a ser um tema central do debate da IMP, gerando conflitos e tendo grandes impactos jurídicos e econômicas para a IMP. As cláusulas referentes ao meio ambiente tornam-se cada vez mais importantes nos contratos de E&P. Os vários conflitos relacionados à indústria, a abertura do setor mundialmente e cláusulas mais atrativas para o capital privado, fizeram com que a cláusula de resolução de conflitos citasse a arbitragem (nacional ou internacional) como a principal escolha nestes casos.

Os contratos petrolíferos estabelecem que, com o objetivo de reduzir o impacto da soberania estatal, os conflitos sejam resolvidos em tribunais internacionais mediante arbitragem e os contratos sejam regidos pela legislação em vigor na época da assinatura do mesmo. Todavia, nem sempre os países hospedeiros aceitam a tese da internacionalização dos contratos.

O Quadro 13 mostra as expressões chaves utilizadas nas cláusulas-padrão sugeridas pelas quatro mais importantes entidades dedicadas ao desenvolvimento da via arbitral como mecanismo de solução de conflitos (ICC – *International Chamber of Commerce*; AAA – *American Arbitration Association*; LCIA – *London Court of Arbitration Model Clause*; UNCITRAL – *United Nations Commission on International Trade Law*).

---

<sup>91</sup> Idem. p. 105.



**Quadro 13 – Expressões Chaves das Cláusulas-Padrão da Legislação de Arbitragem, por Entidade - 2002**

<b>ICC</b>	<i>all disputes</i>	<i>Arising in connection with</i>	<i>finally settled</i>
<b>AAA</b>	<i>any controversy or claim</i>	<i>Arising out of or relating to</i>	<i>Settled</i>
<b>LCIA</b>	<i>any dispute</i>	<i>Arise out of or in connection with</i>	<i>determined</i>
<b>UNCITRAL</b>	<i>any controversy or claim</i>	<i>Arising out or relating to</i>	<i>settled</i>

**Fonte:** BUCHEB, José Alberto. *A Arbitragem Internacional nos Contratos da Indústria do Petróleo*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2002. p. 58.

Quando a jazida de hidrocarbonetos encontra-se no território do Estado é considerada sua propriedade, podendo, desta forma, o Estado exercer sua soberania e jurisdição plenas. No entanto, na plataforma continental a sua soberania somente é exercida para explorar, desenvolver e produzir petróleo e gás natural. Nas regiões *offshore*, o Estado não é proprietário do petróleo, assim, não pode transferir às companhias concessionárias o título de propriedade do petróleo na jazida, somente o direito de explorar, desenvolver e produzir, obtendo a posse com a produção. Tal fato apresenta dois problemas principais. Por um lado, a dificuldade de obtenção de recursos nas instituições de empréstimo, pois as garantias não podem ser dadas sobre o petróleo na jazida. Por outro lado, com relação a legislação do país, questiona-se a participação da empresa petrolífera e o direito criado no petróleo em si.

Uma das soluções encontradas para a obtenção de recursos financeiros por parte das empresas petrolíferas é a utilização de métodos sofisticados de financiamento mediante *project finance*. A garantia de pagamento dos empréstimos advém das reservas petrolíferas e dos próprios contratos celebrados pela companhia que procura obter o financiamento, restringindo-se ao fluxo de caixa relativo ao campo ou campos situados na área sob contrato.

### **2.5.2 – Os Contratos Fiscais do Setor Petrolífero: os Casos da Argentina, Brasil, Colômbia e Venezuela<sup>92</sup>**

A tipologia dos contratos utilizados na IMP são diversos. Por exemplo, BARBOSA (2002) salienta que existem dois tipos básicos de contratos, a saber: os tradicionais (concessão) e os modernos (diversos). Os contratos tradicionais de concessão foram muito questionados pelos

<sup>92</sup> A análise dos tipos de contratos da indústria mundial de petróleo está baseada, principalmente, nos textos de JOHNSTON (1994) MARTINS (1997), RIBEIRO (1997), SANTOS & CORREIA (1998), BARBOSA (2002), BUCHEB (2002) e das minutas dos contratos, quando possível. Pela leitura feita, optou-se por reunir em um só item os contratos de participação e os contratos de associação, utilizando-se o exemplo da Colômbia.

países hospedeiros porque não permitiram a absorção de uma parte considerável da renda petrolífera gerada. Assim, surge os novos tipos de contratos (concessões modernas, contratos de *joint ventures*, *production-sharing contracts*, contratos de serviço, contratos híbridos ou compostos).<sup>93</sup>

RIBEIRO (1997), divide os contratos de exploração petrolífera em formas clássicas e híbridas. Os contratos clássicos são a concessão tradicional, a concessão pós-guerra mundial, as *joint ventures*, os contratos de associação, os contratos de partilha de produção (*production sharing agreements*), os contratos de serviço, os contratos de prestação de serviço com cláusula de risco, as modernas licenças e os *leases* norte-americanos. As formas híbridas, atualmente dominantes nos contratos de petróleo, são aglutinações de várias experiências e inserção de aspectos mais favoráveis de um ou de outro contrato.<sup>94</sup> Para BUCHEB (2002), que fez uma leitura do livro de RIBEIRO (1997),

*“internacionalmente, na indústria do petróleo existem, basicamente, dois tipos de contratos de exploração e produção celebrados entre o poder concedente e as empresas: as concessões e as partilhas de produção.” ... “além dessas duas modalidades contratuais, são praticadas diversas formas híbridas, como os contratos de associação, os contratos de serviço com cláusula de risco e outras.”*<sup>95</sup>

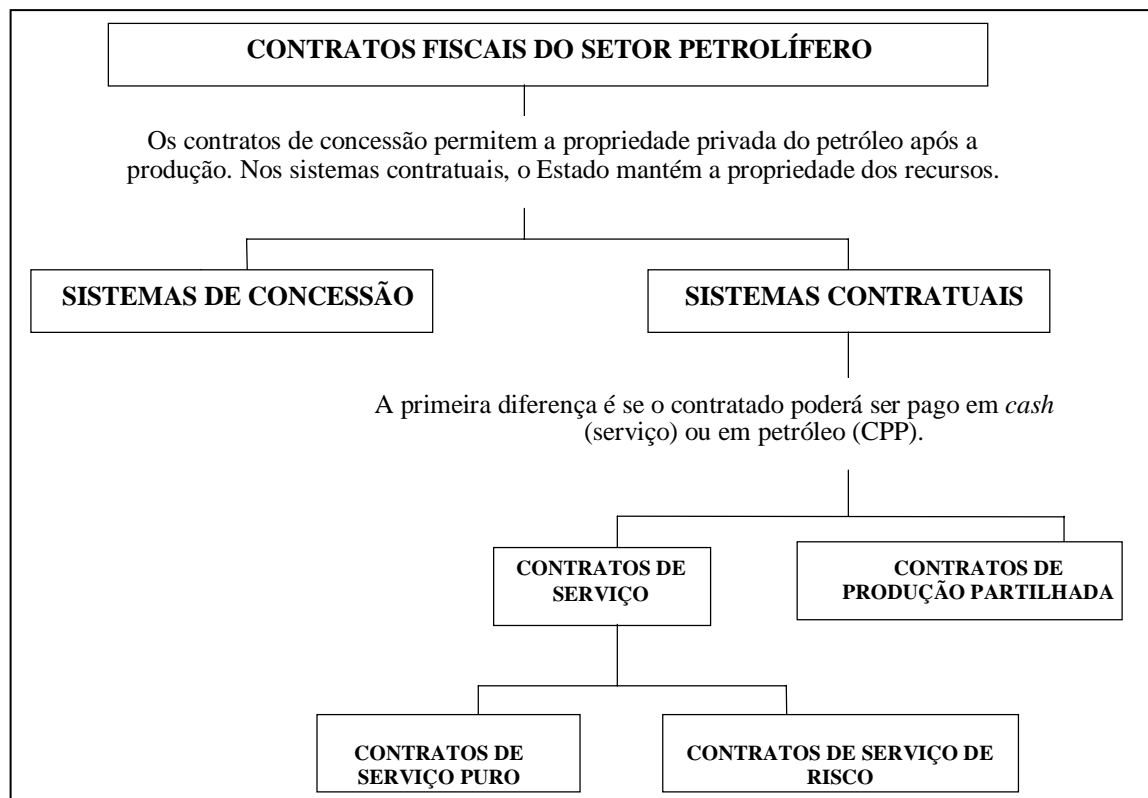
Para JOHNSTON (1994), as companhias petrolíferas e os governos dos países hospedeiros negociam os seus interesses em dois sistemas fiscais básicos: concessionário e contratual. No entanto, cabe frisar que há inúmeros tipos de contratos que tornam a classificação muito difícil. Na Figura 4, observa-se uma tentativa de classificação dos sistemas fiscais de petróleo.

---

<sup>93</sup> O principal tipo de contrato utilizado pelos países produtores é o *Production-Sharing Contract* (Contratos de Partilha de Produção). O princípio de participação igualitária (50%/50%) do Estado e das companhias petrolíferas foi inicialmente utilizado pela Venezuela em 1948. Dois anos depois, a Arábia Saudita celebrou o primeiro contrato deste tipo no Oriente Médio, principal região produtora de petróleo do mundo.

<sup>94</sup> RIBEIRO (1997), op. cit., pp. 128-133.

<sup>95</sup> BUCHEB, José Alberto. *A Arbitragem Internacional nos Contratos da Indústria do Petróleo*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2002. p. 4.



**Figura 4 – Classificação do Sistema Fiscal do Petróleo**

**Fonte:** JOHNSTON, Daniel. *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Tulsa (Oklahoma): PennWell Books, 1994. p. 25.

Os principais pontos salientados por JOHNSTON (1994) são a propriedade dos recursos minerais a partir da produção e a forma de pagamento dos contratados, em dinheiro vivo ou cru. O contrato de concessão permite a propriedade privada de recursos minerais. Na maioria dos países, o governo possui a propriedade de todos os recursos minerais, mas mediante contratos de concessão transfere a propriedade dos minerais para as companhias petrolíferas em caso de produção, sendo que a companhia fica sujeita a pagamento de *royalties* e impostos. Já nos sistemas contratuais, o governo retém a propriedade de minerais. As companhias de petróleo, por sua vez, possuem o direito de receber parte da produção ou rendas das vendas de petróleo ou gás natural, conforme contrato de produção compartilhada ou contrato de serviço. A principal diferença está na forma de compensação do contratado: *cash* (dinheiro vivo) ou cru. O contrato de serviço descarta o questionamento quanto à propriedade dos hidrocarbonetos descobertos; ou seja, o contratado adquire uma parte dos lucros não da produção.

De acordo com MARTINS (1997), os tipos de contratos celebrados na IMP são a concessão (tradicional e modernas), licença, *lease*, contrato de serviço (puro e com cláusula de risco), contrato de partilha de produção, contratos híbridos e contratos de participação.

Os contratos de cooperação são fundamentais para a indústria petrolífera pois, conseguem obter o elevado capital exigido para o investimento (indústria capital intensiva), dividem os altos riscos inerentes ao segmento *upstream*, possibilitam a obtenção de tecnologia mais avançada e, por fim, permitem que as empresas detentoras de infra-estrutura e instalações do segmento *downstream* possam garantir um suprimento cativo ou quantidades adicionais de cru, por meio de aquisições ajustadas diretamente com as empresas que atuam no *upstream*. Os contratos denominados *Joint Operation Agreements* (JOA) estabelecem as regras e as condições básicas que irão disciplinar a realização conjunta das atividades do segmento *upstream* pelas partes associadas em uma *joint venture*. Caracterizam-se, assim, pelo objetivo de repartição dos riscos e dos resultados do empreendimento entre as partes associadas.

As empresas petrolíferas podem organizar uma nova companhia ou podem atuar no formato de uma associação não-incorporada. Os JOA's ajustam os termos e as condições que serão aplicadas a atuação conjunta em E&P, quais sejam, contribuição técnica e financeira de cada parte, participação individual nos lucros, direito a receber a sua quota-parte no petróleo extraído etc. Neste tipo de contrato as atividades devem ser conduzidas pela Empresa Operadora.

Os problemas que podem ocorrer com a designação de uma das partes como operador são: 1) o operador como contratante independente, não refuta o reconhecimento da responsabilidade das demais partes pelos tribunais, principalmente, quando houver algum grau de controle das atividades do operador por parte dos não-operadores; 2) o acesso aos dados técnicos, pois muitas vezes os operadores querem negar acesso a dados considerados protegidos (*proprietary*) e as demais partes querem ter o direito de conhecer o que foi desenvolvido nas operações; 3) as operações realizadas por alguns dos sócios, em que o novo percentual de cada parte e a reentrada de uma das partes através do pagamento de um prêmio podem ocasionar conflitos; 4) a inadimplência de uma das partes (*default*), faz com que as demais partes assumam as obrigações adicionais resultantes da retirada da parte inadimplente e, em caso contrário, todas as partes tornam-se inadimplentes; 5) a disposição da produção, sendo que o modelo de JOA determina que as partes são responsáveis pelo *marketing* de sua parcela de produção; 6) o abandono de poços, que atualmente é fundamental devido às questões ambientais; a regra para o

abandono de poços determina que deve haver a concordância de todas as partes; 7) a renúncia, as prorrogações e as renovações. Há a necessidade de uma compatibilização entre as exigências dos contratos de exploração de petróleo e os JOA's, uma vez que os contratos exigem a renúncia gradativa de áreas contíguas, não podendo as partes reterem as áreas consideradas mais promissoras; e 8) as áreas de interesse mútuo podem ocasionar problemas quando uma das partes adquire um novo bloco, adjacente à área comum, sem oferecer às demais partes o direito de preferência. No caso de ser operador, pode-se supor que o mesmo retinha informações privilegiadas não partilhadas com os demais.

Cada empresa associada numa *joint venture* tem uma parte indivisa da concessão equivalente a sua contribuição no empreendimento. Tal participação pode ser cedida ou transferida a terceiros através de aviso prévio às partes associadas com antecedência de alguns meses. Todavia, nenhuma das associadas poderão sair do empreendimento enquanto não forem atendidos o programa exploratório mínimo e demais compromissos contratuais.

Os contratos de *farm-in/farm-out* são os instrumentos de cessão e transferência de direitos de participação em uma *joint venture* ou em um contrato de prestação de serviços. As suas principais cláusulas contratuais são, a saber: 1) a identificação do ato de concessão ou do contrato de serviço cedido, com garantias quanto a sua validade; 2) a identificação da parte a ser adquirida pela cessionária e o prazo da aquisição; 3) o valor da compensação e do prêmio a serem pagos pelo novo parceiro; 4) a fixação ou revisão das regras pertinentes à forma de cooperação entre as partes associadas na *joint venture* ou integrantes do contrato de prestação de serviços; e 5) opção conferida às partes primitivas para cancelarem a cessão e restaurarem a situação original do contrato, na hipótese de ocorrência de certos eventos específicos.<sup>96</sup>

Quando um depósito de petróleo ultrapassa os limites estabelecidos no contrato de concessão, utiliza-se os contratos de unitização. Tais contratos determinam as regras fundamentais de caráter técnico, econômico e financeiros do empreendimento conjunto entre os concessionários ou os prestadores de serviço confrontantes. Observa-se que sem o auxílio do contrato de unitização, os agentes confrontantes ficariam motivados a perfurar em lugares próximos aos limites das áreas em confronto, podendo prejudicar, assim, os interesses do concessionário vizinho, que poderia perder montantes significativos de suas reservas. Porém,

---

<sup>96</sup> BARBOSA (2002), op. cit..

apesar dos benefícios de melhor aproveitamento dos recursos naturais, a unitização pode causar muitas controvérsias.

A primeira controvérsia pode advir da concepção de uma fórmula equitativa para a partilha dos hidrocarbonetos obtidos mediante o processo de recuperação das jazidas. Outras controvérsias identificadas quanto à unitização voluntária são, a saber: 1) a inexistência de vontade, por parte das companhias petrolíferas, de dividir a operação e renunciar, assim, ao seu direito de controle; 2) a desconfiança dos pequenos operadores quanto ao poder de barganha das demais empresas petrolíferas e/ou das estatais dos países hospedeiros; e 3) o número elevado de partes e o temor do aumento de incertezas provenientes da operação conjunta.

As formas contratuais que serão apresentadas neste Capítulo, a título de exemplo são, a saber: contratos de concessão e licenciamento; contratos de serviço; contratos de partilha de produção; contratos híbridos; contratos de participação; e contratos de associação.

#### **2.5.2.1 – Contratos de Concessão e Licenciamento**

O primeiro acordo de petróleo é datado, segundo MARTINS (1997), de 1901, mediante as concessões do xá da Pérsia (Irã, a partir de 1935) ao inglês William Knox D'Arcy, que abarcavam, aproximadamente,  $\frac{3}{4}$  do território iraniano. O prazo da concessão era de 60 anos e o soberano receberia um bônus e 16% dos lucros anuais das companhias. No ano de 1925, a *Turkish Petroleum Company* recebeu uma concessão do governo do Estado do Iraque, que com a descoberta de petróleo em 1927 passou a ser chamada de IPC – *Iraq Petroleum Company*. A concessão iraquiana foi o modelo dos contratos realizados de 1925 a 1950 entre as grandes companhias mundiais de petróleo e os países hospedeiros. Por fim, as concessões relacionadas com as áreas *offshore* são iniciadas com o acordo entre a Arábia Saudita e a ARAMCO em 1948.<sup>97</sup>

Os tradicionais contratos de concessão eram bastante similares a um *lease* de petróleo e gás negociado entre os proprietários de terra nos Estados Unidos e as empresas petrolíferas. Todavia, nos anos 30, foi estabelecido um *lease* padrão nos Estados Unidos totalmente diferenciado dos contratos similares em atuação no Oriente Médio. O *lease* padrão determinado na relação entre os proprietários das terras nos Estados Unidos e as grandes companhias

---

<sup>97</sup> MARTINS (1997), op. cit., p. 18.

petrolíferas estabelecia que o prazo da licença seria de 5 a 10 anos; a companhia poderia perder o *lease* caso não perfurasse ou não produzisse; o proprietário do solo recebia 1/8 da produção ou do preço de venda; e as Cortes de Justiças norte-americanas apresentavam interesse na correção de cláusulas dos *leases* que fossem desfavoráveis ao interesse dos proprietários do solo.

As principais cláusulas das concessões tradicionais eram: 1) os concessionários detinham direitos sobre grandes áreas (100.000 a 500.000 km<sup>2</sup>), sem cláusula de devolução (*relinquishment*); 2) o período de duração das concessões eram de 60 a 75 anos e não havia possibilidade de revisão; 3) as companhias petrolíferas internacionais possuíam direito exclusivo a todas as operações do setor petrolífero; 4) as companhias eram isentas de todas as taxas e impostos aduaneiros; 5) os concessionários pagavam reduzidos *royalties* sobre o volume de produção; e 6) a transferência das propriedades ao governo quando a concessão terminasse.<sup>98</sup>

Várias críticas foram feitas aos antigos contratos de concessão pelos países hospedeiros que não conseguiam deter parte significativa da renda gerada no setor petrolífero. Destas críticas derivaram-se condições contratuais melhores para os países hospedeiros, como o princípio de repartição de lucros *fifty-fifty* (adotado em 1948 pelo governo da Venezuela), a opção de *cash or kind* para o pagamento de *royalty* (adotada pelo Iraque em 1952), dentre outras.

Os modernos contratos de concessão mantêm o conceito original, entretanto, desde a década de 60, incorporam instrumentos legais para melhorar as condições dos países hospedeiros. De acordo com MARTINS (1997), existem vários tipos de contratos de concessão ou de *lease*:

*“As atividades de exploração e produção podem estar incorporadas em um documento único, ou separado, como é o caso do Reino Unido e de muitos outros países de common law, onde existem as licenças de exploração e as licenças de produção de petróleo. Ademais, quer os termos e condições, que governam as atividades de exploração e produção, sejam encontrados em um mesmo documento ou não, o título aplicado à exploração é algumas vezes chamado alvará (permit), enquanto o título emitido para lavra é chamado de concessão ou lease.”<sup>99</sup>*

De um modo geral, as principais características dos modernos contratos de concessão são assim estabelecidas: 1) o outorgante é o Estado soberano através de uma empresa estatal, do

<sup>98</sup> MARTINS (1997), op. cit., p. 20; RIBEIRO (1997), op. cit., p. 129.

<sup>99</sup> MARTINS (1997), op. cit., p. 23.

Ministério de Minas e Energia ou de uma agência reguladora setorial. A concessionária é uma empresa petrolífera ou consórcio; 2) as companhias internacionais do petróleo possuem o direito exclusivo de explorar e produzir petróleo, por sua conta e risco, tornando-se proprietária do petróleo produzido, ficando livre para dele dispor, mas assegurando parte da produção para o abastecimento do mercado interno do país hospedeiro<sup>100</sup>; 3) o tamanho da área concedida é muito inferior ao das concessões tradicionais e, adicionalmente, partes das áreas devem ser descartadas a curto prazo, podendo, assim, aumentar o número de companhias atuantes no segmento *upstream*; 4) a duração da concessão é de 35 a 40 anos. Prazos menores, de 20 anos, são prorrogáveis por um ou dois prazos de 10 anos, desde que satisfeita as condições contratuais; 5) a receita do governo provem de *royalty* referente à produção e de imposto de renda. Além destes pagamentos, existem bônus, taxas anuais (*annual rentals*) e taxas por atraso (*delay rentals*); e 6) inserção de cláusulas de devolução de áreas e de obrigações de trabalho e investimento.

A licença é o tipo de contrato de petróleo adotado no Mar do Norte e na Austrália. O contrato firmado entre as partes interessadas apresenta cláusulas simplificadas que são supridas pelos detalhamentos na lei do petróleo do país hospedeiro. A estatal ou o órgão ministerial de supervisão do país produtor tem forte ingerência sobre o mecanismo decisório, prazos, especificação dos programas mínimos e obrigações financeiras das empresas internacionais de petróleo e, muitas vezes, dos parceiros em cada operação. A regulamentação ambiental e as normas de segurança do trabalho são importantes nos custos da operação e, principalmente, nas especificações sobre a concepção dos equipamentos e abandono de instalações. Por sua vez, o *lease* é adotado, basicamente, nos Estados Unidos e Canadá. A estrutura contratual é similar a da licença, abarcando, todavia, as características diferenciadas do regime norte-americano de direito mineral e petrolífero (o proprietário do solo também é proprietário do subsolo).<sup>101</sup>

---

<sup>100</sup> RIBEIRO (1997), op. cit., p. 130.

<sup>101</sup> Idem. pp. 131-132.



- **O Modelo de Contrato de Concessão do Setor Petrolífero Brasileiro**<sup>102, 103</sup>

A legislação brasileira do petróleo apresenta como modalidade de contrato de exploração, desenvolvimento e produção o Contrato de Concessão, firmado entre o órgão regulador setorial (ANP – Agência Nacional do Petróleo) e as concessionárias. Nas palavras de BUCHEB (2002), “... as concessões para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural podem ser caracterizadas como concessões de exploração de bem público, distinguindo-se das concessões de serviço público.”<sup>104</sup> Os principais pontos do contrato de concessão brasileiro podem ser visualizados abaixo.

a) **Método de Outorga:** concorrência pública através de propostas fechadas. A licitação para outorga dos contratos de concessão obedecerá ao disposto na Lei nº 9.478/97, na regulamentação a ser expedida pela ANP e no respectivo edital. O julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa, segundo critérios objetivos, estabelecidos no instrumento convocatório. Além dos critérios estabelecidos no edital, deve-se considerar: 1) o programa geral de trabalho, as propostas para as atividades de exploração, os prazos, os volumes mínimos de investimentos e os cronogramas físico-financeiros; e 2) as participações governamentais (bônus de assinatura, *royalties*, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção da área). Em caso de empate, a licitação será decidida em favor da PETROBRÁS, quando esta concorrer não consorciada com outras empresas.

b) **Direito ao Petróleo:** por lei, pertencem à União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva. Ao concessionário somente caberá a propriedade do petróleo e gás natural que venham a ser efetivamente produzidos e por ele recebidos no ponto de medição da produção. Além disso, cabe frisar que estará assegurada ao concessionário a livre disposição dos volumes de petróleo e gás natural,

---

<sup>102</sup> LEI Nº 9.478/97. *Dispõe sobre a Política Energética Nacional, as Atividades Relativas ao Monopólio do Petróleo, Institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo*. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 6 de Agosto de 1997.

<sup>103</sup> ANP. *Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural*. Rio de Janeiro: ANP, 2004.

<sup>104</sup> BUCHEB (2002), op. cit., p. 13.

limitando-se a exportação dos hidrocarbonetos citados dada às necessidades do mercado interno ou de composição dos estoques estratégicos do país.

c) **Partes Contratantes:** a ANP (Agência Nacional do Petróleo), entidade integrante da Administração Federal indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, vinculado ao Ministério de Minas e Energia. O órgão regulador setorial tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo e dos combustíveis renováveis.

d) **Área de Concessão:** a área dos blocos concedidos é identificada, caso a caso, no anexo do contrato de concessão.

e) **Duração dos Períodos de Exploração e Produção:** o contrato entra em vigor na data de sua assinatura, sendo dividido em duas fases: 1) fase de exploração; e 2) fase de produção. A fase de exploração começará na data de entrada em vigor do contrato e terá a duração máxima especificada no anexo que trata do Programa de Trabalho e Investimento. A fase de exploração pode ser estendida de acordo com o estabelecido no contrato. Já a fase de produção de cada campo começará na data da entrega pelo concessionário à ANP da respectiva declaração de comercialidade aplicável e terá a duração de 27 anos, podendo ser reduzida ou prorrogada.

f) **Obrigações na Exploração e Produção de Petróleo:** 1) o concessionário é obrigado a arcar com todos os prejuízos em que venha a incorrer, sem o direito a qualquer pagamento, reembolso ou indenização, caso não haja descoberta comercial na área da concessão ou caso o petróleo e gás natural que venha a receber no ponto de medição da produção sejam insuficientes para a recuperação dos investimentos realizados e o reembolso das despesas incorridas, quer diretos ou através de terceiros; 2) durante o período de exploração, o concessionário realizará o Programa Exploratório Mínimo de cada fase; 3) antes do término da fase de exploração, o concessionário, por meio de notificação à ANP, poderá, a seu critério, efetuar a declaração de comercialidade da descoberta, segundo o plano de avaliação aprovado pela ANP; 4) dentro do prazo de 180 dias contados da data de entrega de uma declaração de comercialidade, o concessionário entregará à ANP o respectivo plano de desenvolvimento, preparado de acordo com a legislação brasileira aplicável e com as melhores práticas da indústria do petróleo; e 5) até o dia 31 de outubro de cada ano civil, o concessionário entregará à ANP, para cada campo, o programa de produção, de acordo com o plano de desenvolvimento para o campo, a legislação brasileira aplicável e as melhores práticas da indústria do petróleo.

g) **Cláusulas de Devolução (*Relinquishment*):** o concessionário devolverá as áreas de exploração, de avaliação e de produção em todos os casos previstos no contrato de exploração e produção como causais de devolução, bem como por renúncia, por vencimento dos prazos, por não levar a cabo as atividades dos correspondentes Programas de Trabalho ou, em geral, por qualquer outra causa contratual que imponha ao concessionário a obrigação de devolver a respectiva área.

h) **Vantagens Especiais para o Governo:** o concessionário tem de fornecer vantagens especiais na forma de bônus, preferência por serviços domésticos, emprego e treinamento, benefícios sociais, dentre outras.

i) **Tributação:** o concessionário é submetido à legislação tributária brasileira. Adicionalmente, o contrato de concessão disporá das seguintes participações governamentais: bônus de assinatura, *royalties*, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção da área. O pagamento de *royalties* corresponde a 10% da produção de petróleo e gás natural em cada campo na área da concessão, a partir da data de início da respectiva produção. O montante da participação especial é definido no Decreto nº 2.705/98. O pagamento pela ocupação ou retenção da área de concessão é estabelecido no contrato de concessão. Por fim, o pagamento aos proprietários da terra é equivalente a 1% da produção de petróleo ou gás natural, de acordo com a legislação brasileira aplicável.

j) **Outros Compromissos e Obrigações:** o concessionário é obrigado a adquirir, em uma determinada porcentagem, bens e serviços de fornecedores brasileiros na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento de produção, podendo ser multado em caso de não respeitar o conteúdo local mínimo. As instalações, bens, máquinas e equipamentos de propriedade do concessionário que se destine permanentemente ao desenvolvimento de operações de produção, até o ponto de entrega, passarão gratuitamente a ser propriedade da ANP no momento da devolução da área contratada ou do término do contrato. O concessionário assumirá, também, toda a responsabilidade pelos danos e prejuízos ao Meio Ambiente e a terceiros que resultem, direta ou indiretamente, das operações e sua execução, bem como do seu abandono e da remoção e reversão de bens, obrigando-se a repará-los e a indenizar a União e a ANP por toda e qualquer ação, recurso, demanda ou impugnação judicial, júízo arbitral, auditoria, inspeção, investigação ou controvérsia de qualquer espécie, bem como por quaisquer indenizações, compensações,

punições, multas ou penalidades de qualquer natureza, relacionados ou decorrente de tais danos e prejuízos.

l) **Arbitragem, Legislação e Jurisdição:** o contrato de concessão será executado, regido e interpretado de acordo com as leis brasileiras, que serão rigorosamente cumpridas pelo concessionário no exercício dos seus direitos e na execução de suas obrigações. As partes envidarão todos os esforços no sentido de resolver entre si, amigavelmente, toda e qualquer disputa ou controvérsia decorrente do contrato de concessão ou com ele relacionado. Poderão, também, mediante acordo unânime por escrito, recorrer a perito internacional, para obter do mesmo um parecer que leve ao encerramento da disputa ou controvérsia. O recurso à arbitragem só poderá ser exercido após a emissão do parecer fundamentado do perito. Caso uma das partes considere que não existe a possibilidade de uma solução amigável da disputa ou controvérsia, deverá submeter tal disputa ou controvérsia à processo arbitral “*ad hoc*”, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento da Corte de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional e respeitando os seguintes preceitos: 1) escolha de árbitros de acordo com a Corte de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional; 2) serão três os árbitros. Cada parte escolherá um árbitro, que por sua vez escolherão um terceiro árbitro (Presidente); 3) a cidade do Rio de Janeiro (Brasil) será a sede da arbitragem e o lugar de prolação da sentença arbitral; 4) o idioma será a língua portuguesa. No entanto, as partes poderão instruir o processo com depoimentos ou documentos em qualquer outro idioma, com a permissão dos árbitros, sem necessidade de tradução oficial; 5) com relação ao mérito, decidirão os árbitros com base nas leis substantivas brasileiras; e 6) a sentença arbitral será definitiva e seu conteúdo obrigará as partes.

- **Novo Modelo de Contrato de Concessão do Setor Petrolífero Colombiano**<sup>105</sup>

Os principais pontos do novo contrato de exploração e produção colombiano podem ser visualizados abaixo. As mudanças no formato de contratos do segmento *upstream* colombiano adveio da Reforma Setorial e do Decreto nº 1.760/03.

a) **Método de Outorga:** concorrência pública mediante propostas fechadas.

---

<sup>105</sup> ANH. *Contrato de Exploración y Explotación*. Bogotá (Colômbia): ANH, 2004.

b) **Direito ao Petróleo:** os recursos de hidrocarbonetos pertencem ao Estado, quando no seu ambiente geológico. O concessionário terá direito à parte da produção dos hidrocarbonetos provenientes da área contratada que lhe correspondam, a partir do ponto de entrega. Ele terá liberdade de vender os hidrocarbonetos internamente ou dispor dos mesmos em qualquer forma.

c) **Partes Contratantes:** a *Agencia Nacional de Hidrocarburos* (ANH), criada em 2003, é responsável pela elaboração, promoção, negociação, outorga e administração dos novos contratos de exploração e produção de hidrocarbonetos de propriedade da Nação, de acordo com a legislação em vigor.

d) **Área de Concessão:** a área contratada varia de acordo com o contrato de exploração e produção. Por exemplo, no contrato do ano de 2004, ela correspondia a uma extensão total de 43.841 hectares e localizava-se nos municípios de Piedras e Coello no Departamento de Tolima; e nos municípios de Guataquí, Jerusalén, Nariño, Girardot e Tocaima no Departamento de Cundinamarca.

e) **Duração dos Períodos de Exploração e Produção:** o novo contrato de concessão contempla três etapas diferentes e separadas – exploração, avaliação e produção. O período de exploração é de 6 anos, podendo ser prorrogado por mais 4 anos, sendo que o contratante deverá levar a cabo o Programa Exploratório Mínimo. O período de avaliação é de 1-2 anos, podendo ser prorrogado por mais 3 anos. Por fim, o período de produção, que é de 24 anos, com possível prorrogação até o seu esgotamento, é iniciado na data da Declaração de Comercialidade do Campo Comercial correspondente.

f) **Obrigações na Exploração e Produção de Petróleo**<sup>106</sup>: 1) durante o período de exploração, o concessionário realizará o Programa Exploratório Mínimo de cada fase; 2) o concessionário é obrigado a apresentar para a ANH, o Programa de Trabalhos de Exploração e o Programa de Avaliação; e 3) dentro dos 3 meses seguintes a apresentação da Declaração de Comercialidade, o

---

<sup>106</sup> O Plano de Produção conterá, no mínimo, as seguintes informações: 1) o mapa com as coordenadas da área de produção; 2) o cálculo de reservas e produção acumulada de hidrocarbonetos, diferenciada por tipo de hidrocarboneto; 3) o esquema geral projetado para o desenvolvimento do campo comercial, que inclua uma descrição do programa de perfuração de poços de desenvolvimento, dos métodos de extração, das facilidades respectivas e dos processos aos quais serão submetidos os fluídos extraídos antes do ponto de entrega; 4) o prognóstico de produção anual de hidrocarbonetos e suas sensibilidades, utilizando a taxa ótima de produção que permita lograr a máxima recuperação econômica das reservas; 5) a identificação dos fatores críticos para a execução do plano de produção, tais como os aspectos ambientais, sociais, econômicos, logísticos e das opções para o seu manejo; 6) uma proposta do ponto de entrega para consideração da ANH; 7) uma proposta de canasta de máximo de 3 petróleos crus de qualidade similar para efeitos do cálculo dos direitos por preços altos descritos no contrato; e 8) um programa de abandono.

concessionário é obrigado a entregar a ANH o Plano de Produção e, posteriormente, no mês de novembro do ano anterior aos trabalhos de exploração, o concessionário deverá apresentar o Programa de Trabalho de Produção.

g) **Cláusulas de Devolução (*Relinquishment*)**: o concessionário devolverá as áreas de exploração, de avaliação e de produção em todos os casos previstos no contrato de exploração e produção como causais de devolução, bem como por renúncia, por vencimento dos prazos, por não levar a cabo as atividades dos correspondentes Programas de Trabalho ou, em geral, por qualquer outra causa contratual que imponha ao concessionário a obrigação de devolver a respectiva área.

h) **Vantagens Especiais para o Governo**: o concessionário tem de fornecer vantagens especiais na forma de bônus, preferência por serviços domésticos, emprego e treinamento, benefícios sociais, dentre outras.

i) **Preço do Petróleo e Preço do Gás Natural**: o preço do petróleo será o preço praticado como referência do mês calendário correspondente, expresso em dólares dos Estados Unidos da América por barril (US\$/b), de uma canasta de máximo de 3 petróleos crus de qualidade similar aos provenientes de cada área de produção, apresentada pelo concessionário no plano de produção e acordada com a ANH e ajustado para o ponto de entrega, por uma margem pré-acordada. Já o preço do gás natural, será o preço real de venda do gás natural para a produção do mês calendário correspondente, expresso em dólares dos Estados Unidos da América por milhões de BTU (US\$/BTU), acordados pelo concessionário com compradores, descontando os custos de transporte e processamento entre o ponto de entrega e o ponto de venda real. Em qualquer momento, a ANH poderá requerer os suportes para a verificação do preço real de venda do gás natural.

j) **Outros Compromissos e Obrigações**: as instalações, bens, máquinas e equipamentos de propriedade do concessionário que se destine permanentemente ao desenvolvimento de operações de produção, até o ponto de entrega, passarão gratuitamente a ser propriedade da ANH no momento da devolução da área contratada ou do término do contrato, quando uma ou outra tenham lugar transcorridos os primeiros 18 anos do período de produção, ainda que os bens referidos acima se encontrem fora da área contratada. Será feita, também, a transferência gratuita à ANH de todos os direitos derivados dos contratos de financiamento de projetos tais como

*leasing*, de construção, produção e reversão de bens e similares que ao final do período de exploração sejam de propriedade do concessionário.

l) **Tributação:** o concessionário é submetido a legislação tributária colombiana. O pagamento de *royalties* poderá ser feito em dinheiro ou espécie, na porcentagem estabelecida na lei correspondente aos *royalties*. Adicionalmente, são pagos impostos e direitos econômicos contratuais da ANH<sup>107</sup>.

### 2.5.2.2 – Contratos de Serviço

O contrato de serviço é estabelecido com a execução de serviços mediante pagamentos. Na indústria petrolífera internacional, tal contrato é utilizado como um instrumento legal para atrair o interesse das empresas internacionais para as atividades do segmento *upstream*. A empresa internacional de petróleo é contratada como prestadora de serviço, podendo ou não receber a sua remuneração em espécie (cru) e, além disso, o país hospedeiro é proprietário de todos os ativos. Segundo MARTINS (1997), o contrato de serviço é denominado Acordo de Agência (Irã e Iraque), Contrato de Operação (Bolívia) e Contrato de Associação (Colômbia).<sup>108</sup>

Os contratos de serviço podem ter a cláusula de risco ou não. Os contratos de serviço puros (sem risco) determinam que todos os riscos e custos são de responsabilidade do país contratante. Por sua vez, os contratos de serviço com cláusulas de risco estabelecem que os riscos e custos são de responsabilidade da empresa contratada, cujo pagamento somente é feito depois da concretização da produção econômica. Caso haja a produção de petróleo, o pagamento pelo risco pode ser feito através de uma taxa fixa por barril ou pode ser escalonada de acordo com

---

<sup>107</sup> Os direitos econômicos contratuais da ANH, descritos na Cláusula 16 do Contrato de Exploração e Produção, são: 1) direitos ao uso do subsolo, cujos valores correspondem às áreas de exploração e às áreas de avaliação e de produção; 2) direitos por preços altos devido à produção acima de 5 milhões de barris de hidrocarbonetos líquidos, ao preço de referência do cru WTI acima do preço base  $P_0$ , ao período de produção do campo de gás natural acima de 5 anos e ao preço de referência do gás natural (*U.S. Gulf Coast Henry Hub*) acima do preço base  $P_0$ ; 3) os hidrocarbonetos obtidos como resultado das provas de produção realizadas pelo concessionário também causarão direitos a serem pagos; 4) em todos os casos de prorrogação do período de produção em uma área de produção, o concessionário reconhecerá e pagará a ANH, a título de direito de participação na produção, um montante equivalente a 10% do valor da produção de hidrocarbonetos líquidos leves no ponto de entrega, ou 5% no caso de gás natural ou hidrocarbonetos líquidos pesados, obtida pelo concessionário a partir da data de vencimento da duração inicial do período de produção e valorizada no ponto de entrega, depois de descontar a porcentagem correspondente aos *royalties*; e 5) quando o concessionário vende seu cru para atender as necessidades de refinação para o abastecimento interno, os preços serão calculados com base no preço internacional, de acordo com a legislação em vigor.

<sup>108</sup> MARTINS (1997), op. cit., pp. 32-33.

vários fatores tais como o tamanho da descoberta ou do capital de risco investido, mediante uma fórmula matemática complexa.<sup>109</sup>

• **Contrato de Serviço com Cláusulas de Risco Adotado no Setor Petrolífero Brasileiro**<sup>110</sup>

O contrato de serviço com cláusulas de risco (contrato de risco) foi adotado no Brasil de 1976 a 1988. O contrato de risco estabelecia que uma empresa internacional de petróleo ou uma empresa privada brasileira prestaria serviços técnicos operacionais e financeiros, sendo remunerada pelos serviços realizados de acordo com as condições preestabelecidas no contrato. A minuta do contrato foi baseada na experiência da PETROBRÁS Internacional (Braspetro), na contratação petrolífera no exterior durante a década de 70.

De acordo com RIBEIRO (1997), o modelo iraniano (*exploration/purchase contract*) foi um dos modelos analisados para a formação do contrato de risco brasileiro. A empresa estatal do Irã (NIOC) era autorizada, por lei, a celebrar contratos de exploração com empresas estrangeiras. Com o sucesso na obtenção de jazidas de hidrocarbonetos, o campo seria desenvolvido e, por fim, o contrato seria encerrado com o início da produção comercial. Durante a fase de produção, por sua vez, o contrato passa a ser de compra, sendo que as empresas contratadas poderiam reembolsar as despesas das atividades *upstream* mediante desconto no preço do hidrocarboneto correspondente, vendido à empresa internacional ao amparo do contrato de compra.<sup>111</sup>

No contrato de risco, o mecanismo previsto para a solução de disputas entre as partes foi a arbitragem *ad hoc*. A condução do procedimento arbitral e a formação do painel de árbitros é equivalente à citada nos contratos de concessão e nos contratos de partilha de produção daquele período, exceto em quatro itens: 1) no caso de uma das partes não indicar o árbitro no prazo indicado ou se os árbitros indicados não chegarem a um acordo quanto ao terceiro árbitro, o Presidente do Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro fará a indicação; 2) o local da arbitragem é o Rio de Janeiro; 3) a lei material aplicável é a brasileira; e 4) o juízo arbitral será

---

<sup>109</sup> Com base no texto de RIBEIRO (1997), os contratos de associação colombianos vão ser estudados em outro item, pois apresentam características muito diferenciadas, em alguns pontos, dos contratos de serviço.

<sup>110</sup> Idem. pp. 33-40.

<sup>111</sup> RIBEIRO (1997), op. cit., p. 134.



regulado pelos Artigos 1.072 a 1.102 do Código de Processo Civil brasileiro, que foram revogados pelo Artigo 44 da Lei nº 9.307/96 (lei que dispõe sobre a arbitragem).<sup>112</sup>

Dada a importância do exemplo do contrato de risco brasileiro para a tese e dada a não obtenção do mesmo pela proibição de divulgação estabelecida pelo governo brasileiro, insere-se aqui os principais aspectos assinalados por MARTINS (1997):

a) **Procedimento e Efetividade:** os contratos de risco eram assinados após concorrência pública (*competitive bidding*). Inicialmente, fazia-se um pagamento de uma taxa de US\$ 400.000,00 (mais tarde reduzida a US\$ 250.000,00) para a obtenção de dados geológicos e geofísicos. As variáveis analisadas no processo de concorrência eram o número de blocos, o investimento mínimo, o programa exploratório, o início da primeira sondagem, o bônus ou outras vantagens a critério dos concorrentes, a taxa de juros sobre o investimento, o prazo para recuperação do capital e a proposta para a remuneração dos serviços. O julgamento da concorrência era feito pela estatal PETROBRÁS, que também era responsável pela supervisão da execução do contrato.

b) **Objeto e Escopo:** 1) serviços técnicos e operações necessárias à exploração, avaliação e desenvolvimento, na área do contrato; e 2) serviços financeiros para fornecer todos os fundos necessários para a execução do contrato. Cabe frisar que os contratos de risco não abarcam a fase de produção, que é assumida pela PETROBRÁS.

c) **Cláusula de Risco:** o risco e o custo da pesquisa e desenvolvimento são transferidos aos contratados, sendo os custos reembolsados somente com a descoberta comercial de hidrocarbonetos.

d) **Vigência do Contrato:** o contrato era dividido em dois períodos, a saber: 1) período de exploração – 3 anos *offshore* ou 5 anos *onshore*, dividido em duas fases. No caso da exploração no mar, no primeiro ano o contratado tinha que optar pelo término do contrato ou pelo prosseguimento na fase seguinte. Já no caso de exploração em terra, a opção era realizada no terceiro ano. Tais prazos poderiam ser prorrogados no caso de intenção de perfurar ou da descoberta de hidrocarbonetos, a critério da PETROBRÁS; e 2) período de desenvolvimento – é iniciado na data de descoberta comercial e finalizado com a instalação de produção.

---

<sup>112</sup> BUCHEB (2002), op. cit., p. 62.

- e) **Área:** não havia restrição em termos de tamanho e número de blocos que podiam ser outorgados, sendo que a PETROBRÁS é quem decidia a descrição das áreas. A área média correspondia a, aproximadamente, 3.000 km<sup>2</sup>.
- f) **Devolução (*Relinquishment*):** a devolução obrigatória era de 50% da área no final da fase inicial de exploração, caso o contratado optasse pelo prosseguimento do contrato. Constavam, no contrato de risco, os critérios para a configuração das áreas retidas.
- g) **Jurisdição:** incorporação de uma cláusula jurisdicional que obrigava as companhias petrolíferas contratadas a reconhecer a soberania brasileira sobre as 200 milhas de águas continentais.
- h) **Direito ao Petróleo:** o contratado não possuía o direito aos hidrocarbonetos do campo descoberto e desenvolvido por ele. Ele teria somente o direito de adquirir uma certa quantidade de óleo (*Buy-back*).
- i) **Obrigações e Direitos do Contratado:** as obrigações do contratado eram, a saber: pagar bônus; apresentar garantia bancária do valor do investimento contratado; despende o valor correspondente ao que foi acordado; iniciar a perfuração no prazo previsto; assumir todo o investimento para o desenvolvimento em caso de descoberta comercial; prestar assistência durante a transferência de qualquer unidade de produção; executar os serviços segundo a boa prática da indústria, sem causar danos ambientais, e executar as operações de limpeza necessárias; fornecer relatórios diário, semanal, mensal e final; fornecer amplas e completas facilidades para a inspeção de todas as operações a qualquer tempo; manter registros de todas as operações técnicas; fornecer todas as informações, dados e interpretações relativas às operações técnicas; acatar todas as leis e regulamentos emanados pelas autoridades competentes; respeitar direitos de propriedade industrial e manter a PETROBRÁS isenta de demandas resultantes de infrações de tais direitos. Por sua vez, o contratado possuía os direitos de explorar e desenvolver campos de petróleo na área de serviço e de receber reembolso e remuneração por descobertas comerciais de petróleo.
- j) **Exploração, Desenvolvimento e Produção:** o contrato estabelecia os procedimentos para os períodos de exploração, desenvolvimento e produção.
- l) **Cláusula de Opção de Sondagem:** tal cláusula foi inserida nos modelos de contrato de risco em 1980. O contratado pode investir em levantamentos geofísicos e optar por sondagem se houver indicações de bons prospectos, o que reduz o investimento inicial de risco. Observa-se

que a cláusula de opção de sondagem é contrária aos princípios do contrato de risco ao prevenir o próprio risco.

m) **Comercialidade:** uma descoberta era considerada comercial somente se a sua produção ocasionasse uma renda maior do que 110% do somatório de reembolso, juros, remuneração a ser paga pela PETROBRÁS ao contratado e encargos sobre a produção estimados para o referido campo. Caso a renda do campo estivesse entre 100% e 110%, a descoberta seria considerada marginal. No caso da renda ser inferior a 100%, o campo seria considerado não comercial. O contrato também estabelecia que se a PETROBRÁS considerasse o campo comercial e o contratado não concordasse, o campo seria descartado ao término do período de exploração. Em situação oposta, prevaleceria a conclusão do contratado.

n) **Pagamento do Contratado:** o pagamento por serviços contemplados seria feito desde o início da produção comercial mediante três tipos: reembolso dos investimentos em exploração, sem juros; reembolso das despesas de desenvolvimento, com juros (*prime rate* do Banco da América) mais 1%; e remuneração por serviços (pagamento trimestral por cada campo comercial).

o) **Cláusula de Compra de Óleo (*Buy-back Provision*):** os contratados seriam remunerados em dinheiro, todavia poderiam obter o petróleo ao preço de mercado, limitado ao valor de sua remuneração. No caso de crise de abastecimento interno, o direito a obtenção do petróleo poderia ser parcialmente ou totalmente suspenso.

p) **Gás Natural:** a remuneração da descoberta comercial de um campo de gás natural seria calculada através da mesma fórmula e tabela usada para o petróleo. Entretanto, o limite da tabela relacionada aos níveis de produção seria multiplicado por 1.000 e o contratado não teria direito a remuneração se o desenvolvimento do campo não pudesse ser feito em 5 anos. O preço do gás natural estava sujeito à negociação, mas havia critérios claros para o estabelecimento do seu preço.

q) **Impostos e Taxas:** o contratado é responsável somente pelo pagamento do imposto de renda e outras taxas que incidem sobre a remuneração e juros recebidos (as taxas eram retidas na fonte pela PETROBRÁS). As taxas sobre serviços e outras, relacionadas com a atividade exercida pelo contratado, eram equiparadas a despesas e reembolsadas. Não há pagamento de *royalties*, porque não há transferência de direitos minerais.

r) **Direitos a Bens Móveis e Imóveis:** todos os ativos fixos passariam a ser propriedade da PETROBRÁS.

- s) **Seguro e Sigilo**: todos os contratos de risco possuem cláusulas de seguro e sigilo. O sigilo deve continuar após a vigência do contrato.
- t) **Arbitragem, Legislação e Jurisdição**: os contratos de risco contêm os mecanismos usuais de arbitragem também encontrados nos contratos modernos de concessão e nos contratos de partilha de produção. A diferença é que os contratos de risco incluem procedimentos nacionais de arbitragem.
- u) **Cláusula de Calvo**: o contratado renuncia a levar qualquer demanda eventualmente resultante dos termos do contrato a organizações internacionais ou diplomáticas.
- v) **Transferência (Assignment)**: o contratado não era autorizado a transferir, vender ou dispor do estoque de capital de sua companhia subsidiária. A transferência de contrato requeria a autorização da PETROBRÁS.

### 2.5.2.3 – Contratos de Partilha de Produção

A idéia de partilha de produção estabelecida nos contratos de petróleo foi implementada, num primeiro momento, na Bolívia. Todavia, foi somente em 1966 que a Indonésia introduziu o *production-sharing contract* (PSC) ou contrato de partilha de produção (CPP). Na América do Sul, o caso mais importante de PSC de petróleo é o da indústria venezuelana através dos convênios com lucros compartilhados.

A estatal do país hospedeiro possui participação na administração e a empresa internacional de petróleo assume o risco da parte técnica e financeira da operação na área delimitada pelo contrato. A produção pertence ao país hospedeiro, sendo que depois da recuperação dos custos, ela (produção) é dividida entre a estatal e as companhias petrolíferas, segundo um percentual pré-estabelecido. Adicionalmente, a renda das companhias petrolíferas é tributada e os equipamentos e instalações são propriedades do país hospedeiro.<sup>113</sup>

---

<sup>113</sup> RIBEIRO (1997), op. cit., p. 131.

- **Contrato de Partilha de Produção Adotado na Venezuela**<sup>114</sup>

Os convênios com lucros compartilhados são contratos de exploração entre a estatal e as companhias privadas, objetivando a ampliação de reservas comprovadas mediante o incremento de hidrocarbonetos adicionais de áreas com baixo ou médio riscos. A licitação das áreas era realizada pela filial da PDVSA (CVP, recriada em 1996). As condições dos contratos de lucros compartilhados são resumidas a seguir.

a) **Direitos ao Petróleo e Gás Natural:** dentro dos termos e condições da associação pautados no convênio, a produção resultante da execução do plano de desenvolvimento será comercializada pelos investidores e a filial ou a filial designada em proporção a sua participação no consórcio, nos mercados internacionais, a preços de exportação e nas melhores condições obtidas nesse mercado. Os consorciados conservarão o direito preferencial de adquirir a produção mediante um mecanismo que maximize as rendas dos consorciados. O anterior não será obstáculo para colocar toda ou parte dessa produção dentro do território nacional, sempre que isso não represente um prejuízo para os melhores interesses dos consorciados. A comercialização estará sujeita a um plano e a uma normativa de fiscalização e controle que assegure sua execução nos termos mais favoráveis possíveis para a filial e para os consorciados.

b) **Objetivo do Contrato:** uma filial da estatal PDVSA é a responsável pela administração das operações de petróleo. A filial levará a cabo os processos de licitação necessários para selecionar as empresas investidoras privadas com as quais celebrará convênios de associação para realizar as seguintes atividades: exploração e produção de hidrocarbonetos, transporte por vias especiais, armazenamento e comercialização da produção obtidas nas áreas. Com base nos resultados de cada processo de licitação a filial celebrará um convênio de associação com as empresas investidoras que resultem favorecidas.

c) **Duração:** a duração do convênio incluirá um período pré-estabelecido para realizar o esforço exploratório, de 3 a 5 anos, dependendo da complexidade da área, e 20 anos de operação comercial a partir da aprovação do plano de desenvolvimento, correspondente a cada área de desenvolvimento. O período da fase exploratória poderá ser estendido em conformidade com o

---

<sup>114</sup> CONGRESO DE LA REPUBLICA. *Acuerdo que Autoriza la Celebración de los Convenios de Asociación para la Exploración a Riesgo de Nuevas Áreas y la Producción de Hidrocarburos Bajo el Esquema de Ganancias Compartidas*. Caracas (Venezuela): Gaceta Oficial n° 35754, 17 de Julho de 1995.

convênio, por um período entre 2 e 4 anos. Em nenhum caso, o convênio terá uma duração que exceda o término de 39 anos contados a partir da entrada em vigência do convênio.

d) **Comitê de Controle:** em cada convênio as partes constituirão, antes de dar início às atividades do convênio, um comitê, acordado por igual número de membros designados pelos investidores e pela filial, que presidirá um membro designado por esta última. Para validade de suas deliberações e decisões, será requerida a presença e o consentimento dos membros designados pela filial, tendo o presidente voto duplo para resolver os casos de empate.

e) **Empresa Mista:** os investidores e a filial, ou uma filial designada por ela para cada convênio, constituirão, antes de iniciar as atividades do convênio, uma sociedade anônima na Venezuela (empresa mista), em que a filial ou a filial designada possuirá 35% do capital social e os investidores 65%. A empresa mista terá por finalidade dirigir, coordenar e supervisionar as atividades de exploração, produção, transporte e comercialização objeto do convênio, assegurando-se um ótimo nível de produção comercial e aplicando-se o efeito da normativa estabelecida na legislação vigente e nos critérios técnicos e comerciais comumente reconhecidos pela indústria petrolífera internacional. A participação da filial ou da filial designada será feita mediante *golden share*.

f) **Participação do Governo:** caso haja produção comercial, a CVP participa de 1% a 35% na sociedade. Aprovado o plano de desenvolvimento, os investidores desenvolverão, conforme o mesmo os descobrimentos da área de desenvolvimento. Em execução do convênio de associação a filial ou a filial designada e os investidores, estabelecerão um consórcio, em que a filial, ou em sua falta, a filial designada, adquirirá uma participação de 35% para financiar o desenvolvimento. Com o objetivo de apresentar um manejo ótimo de sua carteira de projetos e dependendo do atrativo comercial do descobrimento, a filial ou a filial designada terá a opção de reduzir tal participação até 1%. A decisão de investimento por parte da filial à filial designada será consultada com o *Ministerio de Energía y Minas* pelos mecanismos ordinários através de PDVSA.

g) **Impostos e Taxas:** *royalties* e impostos sobre a renda de 34%, distribuição da renda entre 15% a 85% ou 25% a 75% entre, respectivamente, os operadores privados e o Estado venezuelano. O executivo nacional poderá estabelecer um regime que permita ajustar o imposto estabelecido no Artigo 41 da *Ley de Hidrocarburos*, quando for demonstrado, em qualquer momento, que não é possível alcançar as margens mínimas de rentabilidade para a produção comercial de uma ou

mais áreas de desenvolvimento durante a execução do convênio. A tais efeitos, a filial realizará as correspondentes comprovações de custos de produção perante o *Ministerio de Energía y Minas*.

h) **Isenção de Taxas e Obrigações:** o contratado é isento do pagamento do imposto de 16,5% sobre as vendas, durante os cinco primeiros anos.

i) **Arbitragem de Disputas:** o convênio será regido e interpretado de conformidade com as leis da República de Venezuela. As matérias de competência do comitê de controle, não estarão sujeitas à arbitragem. A maneira de resolver controvérsias em matérias que não sejam de competência do comitê de controle e que não possam dirimir-se por acordo entre as partes, será a arbitragem, a qual será realizada segundo as regras de procedimento a Câmara Internacional de Comércio, vigentes no momento em que o convênio foi firmado.

j) **Partilha da Produção/Óleo-Lucro:** a filial receberá uma quota parte dos benefícios que resultem da venda ou comercialização da produção proveniente de cada área de desenvolvimento, isto é, depois de deduzir das rendas brutas os custos operacionais permitidos pelo convênio (excluídos os custos financeiros), a depreciação e os impostos relativos à dita produção. A quota parte da filial consiste em um bônus sobre a rentabilidade líquida do projeto denominado “PEG”; será calculado aplicando-se ao total dos benefícios assim calculados e antes do imposto sobre a renda o percentual oferecido pelos investidores no respectivo processo de licitação. Tal percentual será mantido fixo durante o primeiro bilhão de dólar dos Estados Unidos de rendas brutas provenientes da venda da produção de cada área de desenvolvimento. Posteriormente, tal percentual variará em função da rentabilidade, medida de acordo com o retorno sobre ativos fixos dos consorciados. Dito percentual terá como limite mínimo o valor licitado pelos investidores, e como limite máximo 50%. Para efeito do cálculo do bônus sobre a rentabilidade “PEG”, define-se “retorno sobre ativos fixos”, como o quociente dos lucros antes o imposto sobre a renda dividido entre o valor em livros atualizados dos ativos fixos depreciáveis. A filial receberá o bônus sobre a rentabilidade “PEG” e a transferirá ao Estado, prévia redução de seus gastos, como retribuição ao lucro patrimonial do Estado pelos direitos que a *Ley Orgánica* lhe reserva à indústria e ao comércio dos hidrocarbonetos. O remanescente dos lucros de cada consórcio depois do pagamento do bônus sobre a rentabilidade “PEG” será distribuído aos consorciados, sendo que cada um será responsável pelo pagamento de seu correspondente imposto sobre a renda.

1) **Obrigações na Exploração e Produção de Petróleo:** os investidores têm o compromisso de levar a cabo as atividades exploratórias na área por sua conta e risco, com base no plano de exploração. Caso sejam descobertos hidrocarbonetos na área, os investidores deverão definir as características e a comercialidade dos descobrimentos com base em um plano de avaliação, o qual será submetido à aprovação do comitê de controle para estabelecer sua idoneidade técnica e sua compatibilidade com os objetivos do convênio. Executado o plano de avaliação, os investidores deverão definir a viabilidade da produção comercial de tal descobrimento e submeter à aprovação do comitê de controle um plano para desenvolver a produção (Plano de Desenvolvimento). Em qualquer caso de término do convênio, todos os bens de propriedade dos investidores, de qualquer natureza, assim como todos os demais direitos e ações adquiridos com destino ao cumprimento do objeto do convênio, deverão ser devidamente conservados e entregues em propriedade, livres de toda obrigação, à filial ou à filial designada, segundo correspondam. No caso de existir oferta nacional de bens e serviços comparáveis às ofertas internacionais em custo, qualidade e tempo de entrega, será dada preferência à oferta nacional. O convênio estabelecerá condições para maximizar o uso de mão-de-obra nacional e de serviços prestados por empresas venezuelanas. A filial terá pleno acesso a toda a informação e dados produzidos pelos e/ou para os investidores no período das atividades amparadas pelo convênio.

#### 2.5.2.4 – Contratos Híbridos

Atualmente, os contratos de configurações tradicionais na indústria mundial do petróleo tais como concessão, partilha de produção ou *joint ventures* estão cada vez mais difíceis de serem encontrados. Os novos contratos abarcam elementos de várias fórmulas. De acordo com este novo formato de contrato, é possível elaborar um contrato específico, que abarque aspectos políticos do país em questão, características geológicas e dos recursos, exploração, taxas, controle de produção, meio ambiente, questões financeiras e, principalmente, as questões relativas à apropriação pelo Estado hospedeiro de parcela da renda petrolífera. O contrato híbrido é, assim, uma mistura de vários protótipos de acordos de petróleo.<sup>115</sup>

---

<sup>115</sup> O caso chinês é citado por MARTINS (1997), “a concepção chinesa dos acordos híbridos foi enormemente influenciada pelos acordos de *joint ventures* da Noruega, partilha de produção da Indonésia e, contrato de risco do Brasil.”...“Os primeiros contratos compostos [denominação de contrato híbrido na China] foram assinados em 1980, entre as estatais chinesas CNOOC e CNPC, e a JNOC, Elf e CFP/Total.” MARTINS (1997), op. cit., p. 49.



### 2.5.2.5 – Contratos de Participação e Contratos de Associação

Os contratos de participação são associações entre a empresa estatal e outras empresas petrolíferas, na maioria das vezes, dentro do contexto de um contrato de concessão. Segundo MARTINS (1997), o primeiro contrato de participação acordado foi entre as estatais NIOC (Irã) e AGIP (Itália), que formaram uma companhia em que cada sócio tinha uma parte do capital. A empresa criada (*joint company*) era a operadora e proprietária do petróleo descoberto, entretanto, apenas a estatal italiana era responsável por fornecer o capital de risco.

Os vários tipos de consórcios tinham por objetivo a obtenção de capital; a diluição dos riscos, permitindo ao investidor atuar em mais de um empreendimento; a obtenção de tecnologia ou de equipamento necessário; e a garantia de aquisição de cru internamente por parte das refinarias.

Grande parte das concessões modernas apresentam cláusulas de participação acionária do governo ou de sua estatal. A participação do governo é diferenciada nos vários tipos de contratos utilizados na IMP para a atuação no segmento *upstream*: licença ou contrato de concessão, com um contrato de participação em separado e mandatário (Noruega); contrato de concessão com cláusula de participação opcional em um único documento (países do Oriente Médio); contrato híbrido (China); contrato de associação, em que a participação é imprescindível (Colômbia).

A *joint venture*<sup>116</sup> é uma modalidade de associação que pode ser realizada entre a estatal do país hospedeiro e as companhias petrolíferas internacionais, permitindo que o sócio estatal participe dos riscos e dos resultados da operação petrolífera. Para que se forme uma *joint venture*, tem que haver convergência de interesses dos sócios. No caso da associação com a estatal do país hospedeiro, observa-se que a participação do sócio estatal impõe à *joint venture* o entendimento de pontos fundamentais tais como o regime de propriedade e do controle, duração, política financeira e funcionamento. Além disso, a negociação da participação da estatal na administração e decisões, da obrigação das companhias petrolíferas no treinamento de pessoal local e na transferência de tecnologia e dados, etc é feita para cada situação.

---

<sup>116</sup> A *joint venture* pode assumir uma forma societária (*equity joint venture*) ou uma forma meramente contratual (*contractual joint venture*). Na indústria internacional de petróleo, há uma preferência pela modalidade de associação contratual que não crie uma pessoa jurídica distinta da de seus sócios. RIBEIRO (1997), op. cit., p. 11.

O contrato de associação é considerado por RIBEIRO (1997) um exemplo típico de *joint venture*, em que ocorre a participação da empresa estatal do país hospedeiro na rotina gerencial do contrato. Os seus principais pontos são: 1) *royalties* crescentes em decorrência do aumento da produção; 2) financiamento das despesas de exploração correspondentes ao percentual de participação da estatal com reembolso posterior, em caso de descoberta comercial de hidrocarbonetos; 3) participação igualitária nos riscos das fases de desenvolvimento e produção; e 4) partilha dos resultados apenas após a dedução dos *royalties*.<sup>117</sup>

- **Contrato de Associação do Setor Petrolífero Colombiano**<sup>118</sup>

O Contrato de Associação estabelecido entre a estatal colombiana do petróleo Ecopetrol e as demais empresas petrolíferas foi o principal tipo de contrato em vigor na Colômbia de 1974 a 2004. Com a reforma da indústria petrolífera colombiana, a Ecopetrol deixa de ser uma empresa estatal que fixa política setorial e passa a ser mais um agente econômico a atuar em território colombiano. Observa-se que, no entanto, a Ecopetrol mantém todas as áreas em que atua no formato de operação direta e os contratos de associação firmados até 31 de dezembro de 2003.

a) **Objeto e Escopo do Contrato:** o objeto do contrato de associação é a exploração da área contratada e a produção dos hidrocarbonetos de propriedade nacional que possam ser encontrados nesta área. De conformidade com o Artigo 1º do Decreto nº 2.310/74, a exploração e produção de hidrocarbonetos de propriedade nacional está a cargo da Ecopetrol, que poderá atuar diretamente ou contratar particulares. A associada terá, com relação aos hidrocarbonetos produzidos na área contratada e à parte que lhe corresponda, os mesmos direitos e deveres que obtenham perante a lei colombiana os demais produtores de hidrocarbonetos de propriedade nacional dentro do país. Por fim, a Ecopetrol e a associada acordam que serão realizados trabalhos de exploração e produção nos termos do contrato de associação nas áreas contratadas, que serão repartidos entre si os custos e riscos dos mesmos na proporção e nos termos previstos no contrato e os hidrocarbonetos produzidos pertencerão a cada parte nas proporções estipuladas no contrato.

---

<sup>117</sup> Idem. pp. 130-131.

<sup>118</sup> ECOPETROL. *Contrato de Asociación “Modelo 2000”*. Bogotá (Colômbia): Ecopetrol, 2000.

b) **Direito ao Petróleo:** depois de deduzido o percentual correspondente de *royalties*, o restante dos hidrocarbonetos produzidos de cada campo comercial é de propriedade das partes na proporção de 30% para Ecopetrol e de 70% para a associada, até o momento em que a produção fiscalizada acumulada do respectivo campo comercial chegue a quantidade de 60 milhões de barris de petróleo, acima deste valor é utilizado o fator R.

**Quadro 14 – Colômbia: Aplicação do Fator R para a Descoberta de Petróleo, nos Contratos de Associação - 2000**

Fator R	Distribuição de Produção após o Pagamento de <i>Royalties</i> (%)	
	Associada	Ecopetrol
0,0 a 1,5	70	30
1,5 a 2,5	$70/(R - 0,5)$	$100 - [70/(R - 0,5)]$
2,5 ou mais	35	65

Fonte: ECOPETROL. *Contrato de Asociación “Modelo 2000”*. Bogotá (Colômbia): Ecopetrol, 2000.

O fator R é definido com a seguinte fórmula:

$$R = \frac{IA}{ID + A - B + GO}$$

onde:

IA = rendas acumuladas da associada – é a valorização das rendas acumuladas correspondentes ao volume produzido de hidrocarbonetos da associada, depois dos *royalties*, ao preço de referência acordado pelas partes, excluídos os hidrocarbonetos reinjetados nos campos da área contratada, os consumidos na operação e o gás queimado.

ID = investimentos de desenvolvimento acumulados – são 70% dos investimentos de desenvolvimento acumulados aprovados pelo Comitê Executivo da associação para cada campo comercial.

A = são os custos diretos de exploração em que incorreu a associada, de acordo com o contrato de associação e com os ajustes nele inseridos.

B = é o reembolso acumulado dos custos diretos de exploração, de acordo com o contrato de associação.

GO = gastos de operação acumulados – são os gastos de operação acumulados, aprovados pelo Comitê Executivo da Associação, na proporção em que corresponda à associada, mais os custos de transporte acumulados da associada.

Sem prejuízo das disposições legais que regulem a matéria, cada parte terá a liberdade, em qualquer momento, de vender ou exportar sua cota de hidrocarbonetos obtidos, de acordo com o contrato, ou dispor do mesmo em qualquer forma.

c) **Partes Contratantes:** a *Empresa Colombiana de Petróleos* (Ecopetrol), empresa industrial e comercial do Estado colombiano, autorizada pela Lei nº 165/48, atualmente regida por seus estatutos, reformados pelo Decreto nº 1.209/94 e Decreto nº 2.933/97, com domicílio principal em Bogotá (Colômbia).

d) **Área do Contrato:** a área contratada é identificada no anexo do contrato.

e) **Duração dos Períodos de Exploração e Produção:** o período de exploração será dividido em 2 fases de três anos de duração cada uma.<sup>119</sup> A primeira fase começa na data efetiva e a segunda será iniciada no dia calendário seguinte à conclusão da primeira. Ao findar o período de exploração de seis anos, a Ecopetrol poderá autorizar a prorrogação do período de exploração pelo tempo necessário, que não poderá exceder 2 anos, para que a associada tenha a oportunidade de demonstrar a existência do campo comercial. O período de retenção<sup>120</sup> não poderá exceder a 4 anos. O período de retenção é aplicado somente a área do campo de gás que a Ecopetrol determine em princípio como capaz de produzir hidrocarbonetos, incluindo a zona de reserva e 2,5 Km ao redor desta área. O período de produção inicia-se a partir da data de término do período de exploração, com duração de 22 anos.

f) **Obrigações na Exploração e Produção de Petróleo:** a associada tem a obrigação de adiantar os trabalhos de exploração de acordo com as normas e práticas modernas aceitas e em uso pela indústria petrolífera internacional e cumprindo com as disposições legais e regulamentárias vigentes. Além disso deverá preparar os programas, o cronograma de atividades a desenvolver e o cômputo dos gastos e recursos para o curto prazo (ano calendário seguinte) e o cômputo dos gastos e recursos para os dois anos seguintes. Semestralmente, a associada entregará a Ecopetrol um informe técnico e financeiro, em que se relacionem as diferentes atividades exploratórias realizadas, as perspectivas da área com base na informação adquirida, o cômputo dos gastos e

---

<sup>119</sup> A Ecopetrol e a associada poderão dividir cada uma das fases de três anos do período de exploração em duas ou mais etapas, com seu correspondente programa mínimo de trabalhos de exploração e em cada contrato ficará de maneira expressa a opção de renúncia ao final de cada etapa, prévio cumprimento das obrigações correspondentes.

<sup>120</sup> O período de retenção é o lapso que pode ser requerido pela associada e outorgado pela Ecopetrol para iniciar o período de produção de cada campo de gás natural descoberto dentro da área contratada, que por suas condições particulares não tornem viável seu desenvolvimento no curto prazo e por conseguinte, demandem um tempo

recursos e os custos de exploração incorridos até a data do informe, comentando em cada caso as causas que originaram os principais desvios apresentados. Após 3 meses da aceitação de um campo comercial na área contratada, o operador apresentará as partes a proposta de projetos, programas e o cômputo de gastos e recursos do plano de desenvolvimento do campo comercial. O operador determinará, com a aprovação do Comitê Executivo, o MER (*Máximo Grado de Eficiencia Productiva*) para cada campo comercial.

g) **Direitos do Contratado:** a Ecopetrol reembolsará 30% dos custos diretos de exploração efetuados pela associada por sua conta e risco dentro da área contratada com anterioridade a data de aceite de comercialidade pela estatal colombiana de cada novo campo comercial descoberto, conforme o contrato de associação. O montante dos custos será determinado em dólares dos Estados Unidos da América, tomando como data de referência a data em que a associada efetuou tais desembolsos. No caso da associada comprovar a presença de acumulações adicionais de hidrocarbonetos associados ao respectivo campo, deverá solicitar a Ecopetrol a ampliação da área do campo comercial e de sua comercialidade. Se a estatal colombiana aceitar a comercialidade, reembolsará 30% dos custos diretos de exploração efetuados pela associada na ampliação da área do campo comercial. Por sua vez, se a Ecopetrol não aceitar a comercialidade, a associada terá o direito de ser reembolsada até 200% do custo total dos trabalhos executados por sua conta e risco para a produção dos poços de exploração que tenham resultado produtores e até 70% dos custos diretos de exploração efetuados pela associada na ampliação da área solicitada antes da data de pronunciamento da Ecopetrol. O reembolso será feito com a produção proveniente dos poços de exploração que tenham resultado produtores, depois de deduzir o *royalty*, de acordo com as porcentagens definidas no contrato de associação. O operador poderá usar os hidrocarbonetos no desenvolvimento das operações de produção na área contratada, sendo tal consumo não contabilizado no pagamento de *royalties*. A associada possui o direito de ceder ou transferir total ou parcialmente seus direitos e obrigações emanados do contrato de associação, com a prévia autorização escrita da Ecopetrol, a outra pessoa, companhia ou grupo, que tenha a capacidade financeira, a competência técnica, as habilidades profissionais necessárias e a capacidade jurídica para atuar na Colômbia.

---

adicional para a execução dos estudos de factibilidade da construção de infra-estrutura e/ou desenvolvimento do mercado.

h) **Cláusulas de Devolução (*Relinquishment*)**: ao finalizar a primeira fase de 3 anos do período de exploração ou as prorrogações que a associada tenha obtido de conformidade com o contrato de associação, se for descoberto e aceito pela Ecopetrol um campo comercial na área contratada, a referida área será reduzida em 50%; 2 anos depois a área será reduzida a uma extensão igual a 50% da área contratada remanescente e 2 anos mais tarde tal área será reduzida à área do campo comercial ou campos comerciais que estejam em produção ou desenvolvimento mais uma zona de reserva de 2,5 Km ao redor de cada campo comercial, e esta será a única parte da área contratada que ficará sujeita aos términos do contrato de associação. Dentro das áreas retidas pela associada, estarão incluídos os campos comerciais descobertos.<sup>121, 122</sup>

i) **Tributação**: o concessionário é submetido à legislação tributária colombiana. O pagamento de *royalties* pela produção de hidrocarbonetos de propriedade nacional é o percentual da produção estabelecido por lei, podendo estar entre 5% e 25% de acordo com a produção.

j) **Outros Compromissos e Obrigações**: finalizado o contrato de associação, no seu período de exploração, de retenção ou de produção, a associada deixará em produção os poços em que na data sejam produtores e entregará as construções, oleodutos, linhas de transferência e demais propriedades imóveis da conta conjunta (localizadas na área contratada), tudo o que passará gratuitamente ao poder da Ecopetrol com os bens adquiridos em benefício exclusivo do contrato, ainda que se encontrem fora da área contratada. Caso o contrato termine em qualquer situação antes dos 17 anos do período de produção, as máquinas, equipamentos ou outros bens usados ou adquiridos pela associada ou pelo operador para a execução do contrato de associação, passarão gratuitamente ao poder da Ecopetrol. A associada é obrigada a custear ou realizar a seu cargo programas de capacitação para profissionais da Ecopetrol em áreas relacionadas com o desenvolvimento do contrato de associação.

---

<sup>121</sup> Caso a área contratada inicialmente for inferior a 20.000 hectares, a devolução das áreas será feita da seguinte maneira: ao finalizar a primeira fase de 3 anos do período de exploração ou as prorrogações que a associada tenha obtido de conformidade com o contrato, no caso de descobrimento de um campo comercial na área contratada, 2 anos depois de finalizado o período de exploração a área contratada será reduzida à área do campo comercial ou campos comerciais que estejam em produção ou desenvolvimento mais uma zona de reserva de 2,5 Km ao redor de cada campo comercial, e esta será a única parte da área contratada que permanecerá sujeita aos términos do contrato de associação.

<sup>122</sup> A regra de devolução de áreas do contrato de associação também se aplica aos campos produzidos mediante a modalidade de risco.

l) **Força Maior ou Caso Fortuito**<sup>123</sup>: as obrigações referentes ao contrato de associação, serão suspendidas durante o período em que qualquer das partes esteja impossibilitado de cumpri-las total ou parcialmente, devido a imprevistos que constituam força maior ou caso fortuito. No caso de uma das partes não poder cumprir com as obrigações do contrato de associação por força maior ou caso fortuito, deverá notificar a outra parte imediatamente, especificando as causas de seu impedimento. Cabe ressaltar que, em nenhum caso de ocorrência de força maior ou caso fortuito poderá estender ou prolongar o período total de exploração, retenção e produção, mas qualquer impedimento proveniente de força maior ou caso fortuito durante o período de 6 anos de exploração, cuja duração seja superior a 60 dias consecutivos, ampliará este período de 6 anos no mesmo tempo que dure o impedimento.

m) **Decisão em Caso de Desacordos**: qualquer desacordo que não possa ser resolvido no Comitê Executivo, será diretamente submetido ao mais alto executivo de cada uma das partes residente na Colômbia, afim de tomar uma decisão conjunta. Se dentro de 60 dias calendário seguintes a apresentação da consulta as partes chegarem a um acordo ou decisão sobre o assunto em questão comunicarão ao Operador, que no prazo de 15 dias calendário seguintes ao recibo da comunicação, convocará o Comitê Executivo para uma reunião extraordinária com o objetivo de aprovar o acordo ou a decisão adotada. Caso surjam desacordos entre as partes sobre os assuntos de direito relacionados com a interpretação e execução do contrato, que não possam ser resolvidos de forma amigável, os mesmos ficam submetidos ao conhecimento e decisão do poder público colombiano.

n) **Aplicação das Leis Colombianas**: o contrato de associação é regido em todas as suas partes por leis colombianas e a associada é submetida à jurisdição dos tribunais colombianos e renuncia a reclamação diplomática em todo o tocante a seus direitos e obrigações provenientes deste contrato, exceto no caso de negação de justiça.

o) **Modalidade de Risco**: caso a Ecopetrol não aceite a existência de um campo comercial, a associada tem o direito a executar, por sua conta e risco, os trabalhos que estime necessários para a produção de tal campo, de acordo com o plano de desenvolvimento apresentado a Ecopetrol e com as boas práticas da indústria petrolífera internacional, e a recuperar o custo de tais trabalhos

---

<sup>123</sup> São considerados força maior ou caso fortuito os seguintes imprevistos: greves, guerras, terremotos, inundações ou outras catástrofes, leis ou regulamentos governamentais ou decretos que impeçam a obtenção do material indispensável e, em geral, qualquer motivo não financeiro que impeça realmente o trabalho.

e os custos diretos de exploração em que tenha incorrido a associada antes da data de pronunciamento da Ecopetrol a respeito da comercialidade do respectivo campo. Se a associada desejar exercer o direito de produzir o campo mediante a modalidade de risco, deverá manifestá-lo de maneira expressa dentro do prazo de 120 dias calendário seguintes a data em que a Ecopetrol lhe comunique a não aceitação da existência de campo comercial. Em caso contrário, a associada devolverá o campo e sua zona de reserva a Ecopetrol, terminando o contrato para tal área ou parte da área contratada. A distribuição da produção uma vez deduzido a porcentagem de *royalties* é de propriedade das partes na proporção de 100% para a associada e 0% para a Ecopetrol, até o momento em que a produção fiscalizada acumulada do respectivo campo alcance 60 milhões de barris de petróleo; acima deste valor é utilizado o fator R.

**Quadro 15 – Colômbia: Aplicação do Fator R para a Descoberta de Petróleo, na Modalidade de Risco Referidos nos Contratos de Associação - 2000**

Fator R	Distribuição de Produção após o Pagamento de <i>Royalties</i> (%)	
	Associada	Ecopetrol
0,0 a 1,5	100	0
1,5 a 2,5	197,5 - (65R)	100 - [197,5 - (65R)]
2,5 ou mais	35	65

Fonte: ECOPETROL. *Contrato de Asociación “Modelo 2000”*. Bogotá (Colômbia): Ecopetrol, 2000.

## 2.6 – Considerações Conclusivas

O Estado Desenvolvimentista, criado a partir do receituário da CEPAL, tinha o objetivo de promover o crescimento e a modernização das economias da América Latina. Todavia, apesar dos altos índices de crescimento regional, as desigualdades provenientes do “modelo de substituição de importações” e o seu esgotamento fizeram com que retornasse a discussão quanto ao novo papel do Estado.

Em um contexto de reformas macroeconômicas e do próprio Estado, a reorganização da indústria petrolífera sul-americana na década de 1990 representou uma das dimensões salientes da reforma estrutural das economias da região. O ideário de reforma, inspirado num novo conceito estratégico orientado para retirar do Estado as funções interventoras e promotoras do desenvolvimento, foi promovido pelo ativismo dos organismos multilaterais de crédito nas economias domésticas. O crescimento econômico seria agora retomado sob liderança do setor privado, para aumentar a eficiência das economias nacionais como requisito de re-inserção



competitiva no processo de globalização. Este ideário se traduziu numa agenda orgânica de políticas, comumente conhecida como Consenso de Washington, destacando-se aquelas que impulsionaram a eliminação das barreiras institucionais ao capital estrangeiro; o término dos monopólios públicos; e a privatização de empresas públicas – estratégicas ou não.

As reformas setoriais conduziram, por sua vez, a alterações na legislação petrolífera, quando não na própria Constituição Federal, definindo um marco institucional e regulatório facilitador da entrada de antigas e novas empresas no *upstream* como oportunidades de investimento para as *majors*, para as petrolíferas estatais européias privatizadas e para as companhias independentes, desde formas variadas de flexibilização do instituto do monopólio estatal até a aquisição de ativos das petrolíferas estatais.

Os contratos para exploração e produção de petróleo, que eram em alguns países proibidos por lei, tornaram-se fundamentais no novo ambiente de abertura. Existem atualmente duas figuras jurídicas que caracterizam as relações contratuais do *upstream*: os contratos de concessão; e os contratos de serviço/trabalho, incluindo acordos de partilha de produção. Os principais pontos de diferenciação dos contratos são a propriedade dos recursos minerais e a forma de pagamento dos contratados (*cash* ou *cru*).

Dos quatro países estudados (Argentina, Brasil, Colômbia e Venezuela) somente a Venezuela de Hugo Chávez não permite os contratos de concessão para exploração e produção e, também, a associação minoritária da estatal PDVSA em convênios/contratos de E&P. O problema identificado, de acordo com a idéia de caráter estratégico para o desenvolvimento interno das economias, é que o contrato de concessão permite a propriedade privada de recursos minerais. Ou seja, na maioria dos países, o governo possui a propriedade de todos os recursos minerais, mas mediante contratos de concessão transfere a propriedade dos minerais para as companhias petrolíferas em caso de produção, obrigando-a, somente, ao pagamento de *royalties* e impostos.

Assim, o tipo de contrato do segmento *upstream* é muito importante para o desenvolvimento das economias regionais. O modelo de reestruturação da década de 1990 teve um esgotamento precoce, uma vez que foram identificadas várias crises de abastecimento de energia (Brasil – 2001/2002 e Argentina – 2003/2004). No caso colombiano, a queda assustadora no nível de reservas e o aumento contraditório do volume de exportações de *cru* mostram a falta de uma política de longo prazo para o setor. Os próximos dois capítulos irão apresentar, num

contexto histórico, as trajetórias seguidas nos setores petrolíferas pela Argentina, Colômbia e Venezuela (Capítulo 3) e pelo Brasil (Capítulo 4).

## CAPÍTULO 3 – A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR PETROLÍFERO SUL-AMERICANO: OS CASOS DA ARGENTINA, COLÔMBIA E VENEZUELA

### 3.1 – Introdução

A existência de petróleo no continente sul-americano é muito anterior ao denominado “descobrimento do ouro negro” pelos ingleses e norte-americanos, uma vez que os nativos utilizavam-no com fins religiosos, medicinais e práticos. Foi, no entanto, na segunda metade do século XIX que os latino-americanos aprenderam a técnica para a obtenção de querosene e organizaram as primeiras companhias destinadas à extração e ao refino de petróleo.

A *Standard Oil*, após a sua atuação monopólica no mercado norte-americano, objetivou ampliar o seu mercado vendendo seus produtos para a América Latina. Estabeleceu-se, assim, uma concorrência desleal entre a companhia e os industriais da região, estabelecendo-se o domínio do capital internacional na indústria petrolífera regional.<sup>1</sup> Antes mesmo da Primeira Guerra Mundial, a obtenção de petróleo encontrava-se nitidamente ligada a fins bélicos. Por um lado, a *Royal-Ducht Shell* (empresa inglesa com participação de capitais holandeses) atuava na Venezuela, Trinidad & Tobago, Peru e México e, por outro, entre os anos de 1910 e 1913, várias companhias norte-americanas passaram a atuar no México. Porém, com a guerra a Inglaterra afastou-se da América Latina e os consórcios norte-americanos passaram a ter uma maior influência na região. Em 1930, por exemplo, a *Shell*, a *Sinclair*, a *Gulf* e a *Standard* controlavam aproximadamente 90% da produção mexicana.

---

<sup>1</sup> “Así ocurrió en Perú, el más antiguo productor latinoamericano; en Argentina, en Venezuela. En 1863, tres años después que Edwin Drake perforara el primer pozo en Pensilvania, el peruano Diego de Lama iniciaba la extracción y refinación en la región de Zorritos. En 1885, Perú extraía 21.600 Tn de petróleo anuales y a la llegada de los británicos y estadounidenses, entre 1888 y 1889, el país contaba con una industria bastante bien estructurada. En Argentina, la competencia del kerosene de Pensilvania también hizo abortar las tentativas nacionales para cimentar una industria petrolera. Ahí está el fracaso de Martín De Moussy, que había descubierto yacimientos en Jujuy en 1860, De Moussy había enviado muestras de petróleo a Pensilvania para su análisis. La respuesta fue que no servía y, poco tiempo después, el kerosene norteamericano inundaba el mercado argentino y De Moussy debió cerrar su industria. Igual suerte ocurrió con otra compañía en Mendonza. A la llegada de consorcios extranjeros, cuando la Primera Guerra Mundial, se explotaban también los yacimientos fiscales de Comodoro Rivadavia y Neuquén. Iguales circunstancias ocurrieron en México con la Compañía Petrolera de Táchira que comenzó su explotación en 1878 (los primeros de Latinoamérica), que además de la Extracción, refinaban el Kerosene en un pequeño establecimiento. El camino fue seguido por otros inversionistas nacionales y la producción, aunque pequeña, satisfacía las necesidades del país. Pero vino el kerosén pensilvaniano y liquidó a todos los empresarios locales.” ORIGEN y Desarrollo de la Industria del Petróleo en Argentina y Latinoamérica. In: [www.sindluzfuerzamdp.org.ar](http://www.sindluzfuerzamdp.org.ar).

Vários conflitos advieram da procura insensata por novos horizontes de produção de petróleo. A Guerra Boliviana-Paraguaia de 1932-1935 (*Guerra del Chaco*) foi marcadamente um conflito entre as companhias petrolíferas *Royal-Dutch Shell* e a *Standard Oil of New Jersey*, iniciada pela *Standard Oil* que queria transportar o petróleo extraído da Bolívia através dos rios Paraguai e Paraná situados em território paraguaio e argentino. Em 1936, quando o General David Toro assumiu o poder na Bolívia, foi criada a estatal *Yacimientos Petrolíferos Bolivianos* (YPFB) e, dado que ele considerava a *Standard Oil* a responsável pela *Guerra del Chaco*, propôs a companhia a transferência de suas propriedades a estatal boliviana. Com a negativa da *Standard Oil*, em março de 1937 foi promulgado o decreto expropriatório da *Standard Oil of Bolivia*, passando os seus bens para a YPFB. O ponto principal foi a comprovação de que a companhia possuía oleodutos clandestinos que lhe permitia levar o petróleo até a Argentina e, por sua vez, obrigava a Bolívia, durante o período de guerra, abastecer-se de petróleo peruano e venezuelano.

Outros exemplos de nacionalização da indústria petrolífera latino-americana foram a formação da YPF (Argentina – 1922) e da PEMEX (México – 1938). Adicionalmente, o Brasil criou, em 1938, o Conselho Nacional de Petróleo e nacionalizou a indústria de refino. Venezuela e Cuba promulgaram leis de proteção aos investidores locais. Em 1939, a Colômbia declarou como patrimônio nacional todos os seus recursos petrolíferos; o Peru criou o *Establecimiento Industrial de Petróleo de Zorritos* e suspendeu a outorga de novas concessões. O Chile declarou como monopólio estatal a importação e a distribuição de petróleo e derivados. Neste contexto, os mitos da ineficiência das estatais recém criadas e da necessidade dos países em desenvolvimento permitirem os investimentos estrangeiros na obtenção de suas riquezas foram destruídos pela atuação de empresas como PEMEX, PETROBRÁS, ENAP, YPF e PDVSA.

Porém, o uso indiscriminado das empresas estatais na obtenção de reservas e como instrumento de estabilização da moeda, durante as décadas de 70-80, fez com as estatais sul-americanas e, em especial, as empresas de energia, fossem atingidas severamente e que o modelo desenvolvimentista adotado fosse questionado.

No caso da indústria petrolífera sul-americana, após a crise da dívida externa e do conseqüente esgotamento do modelo de “substituição de importações”, a sua reorganização na década de 1990 representou uma das dimensões salientes da reforma estrutural das economias da região. O ideário da reforma, inspirado num novo conceito estratégico orientado para retirar do Estado as funções interventoras e promotoras do desenvolvimento, foi promovido pelo ativismo

dos organismos multilaterais nas economias domésticas. O crescimento econômico seria agora retomado sob liderança do setor privado, para aumentar a eficiência das economias nacionais como requisito de re-inserção competitiva no processo de globalização. Este ideário se traduziu numa agenda orgânica de políticas, comumente conhecida como Consenso de Washington, destacando-se aquelas que impulsionaram a eliminação das barreiras institucionais ao capital estrangeiro; o término dos monopólios públicos; e a privatização de empresas públicas - estratégicas ou não.

Essas novas orientações de política, ao visualizar as indústrias de energia como produtoras de uma simples *commodity*, retirando-lhes o caráter estratégico para o desenvolvimento interno das economias, pressionaram os governos dos países da região a flexibilizar a indústria de petróleo, severamente afetada por restrições de financiamento para valorizar grandes reservas de hidrocarbonetos ainda inexploradas. Diferenças na tradição de intervenção pública, originadas pela existência de assimetrias sócio-econômicas entre países, propiciaram a formação de diferentes padrões de reestruturação petrolífera e a introdução de formas híbridas de regulação contratual no *upstream* dos países da região<sup>2</sup> (Quadro 16).




Quanto às mudanças no setor petrolífero sul-americano, serão discutidos no Capítulo 3 os casos da Argentina, da Colômbia e da Venezuela. A Venezuela investiu na internacionalização, verticalização e fortalecimento da *Petróleos da Venezuela* (PDVSA), realizando parcerias sob seu comando e a abertura de concessões sob total controle da estatal. A Colômbia criou recentemente um órgão regulador do setor de hidrocarbonetos (ANH – Agencia Nacional de Hidrocarburos), modificando a sua forma de contratação no segmento *upstream*, uma vez que a Ecopetrol através da operação direta ou da associação com outras companhias não conseguiu aumentar o volume das reservas nacionais. O caso da Argentina é, sem dúvida, o mais interessante. Durante a década de 90, o país optou pela abertura total do setor, chegando até


---

<sup>2</sup> Uma boa ilustração é dada pelos países membros e associados ao Mercosul. Não existe agência reguladora de petróleo na Argentina; implementou-se uma agência reguladora formalmente independente no Brasil; e são registradas para o Chile e a Bolívia, agências regulatórias que reúnem funções híbridas de regulador e de órgão de política energética dos governos. No Chile, a Comisión Nacional de Energía (CNE) é subordinada ao Ministério de Economía e à Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Na Bolívia, o Vice-ministério de Energía e Hidrocarburos, uma agência vinculada ao governo, é responsável pela regulação do *upstream* de petróleo e gás, cabendo a competência regulatória do *downstream* ao Sistema de Regulação Setorial de Infraestrutura (SIRESE), através da Superintendencia de Hidrocarburos.

mesmo a privatizar a sua estatal petrolífera YPF. Em 2004, dada à crise de abastecimento de energia, criou-se uma nova estatal a ENARSA.

**Quadro 16 - América Latina: Trajetória dos Processos de Reestruturação do *Upstream* de Petróleo e Gás Natural**

	Controle Central	Integrado e Regulado			Mercado Aberto (Concessões e Licenças)
		Contratos de Lucros Compartilhados	Contratos de Associação Obrigatória	Contratos de Participação	
<b>Propriedade Privada Exclusiva</b>					Argentina (****) <sup>1</sup> Bolívia (***) (****) <sup>2</sup> Peru (***) (****) Guatemala (**) (***) 
<b>Propriedade Mista com Predomínio Privado</b>					
<b>Predomínio Estatal com Participação Privada</b>		Venezuela (*)	Chile Colômbia <sup>3</sup> Equador T&T (*****)	Cuba (*****)	Brasil (****) 
<b>Propriedade Estatal Exclusiva</b>	México (*)  Barbados (°)				

**Notas:**  manutenção da estrutura industrial; (°) só gás natural; (\*) sem livre disponibilidade de cru; (\*\*) livre disponibilidade de cru por recuperação de custos; (\*\*\*) livre disponibilidade de cru por remuneração; (\*\*\*\*) livre disponibilidade de cru com domínio total pelo “contratista”; e (\*\*\*\*\*) livre disponibilidade de cru por participação ou associação.

1 – A Argentina criou, em 2004, uma nova estatal de petróleo – ENARSA (Energia Argentina Sociedade Anônima).

2 – A Bolívia criou, em 2004, uma nova estatal de petróleo – Petrobolívia.

3 – A Colômbia criou, em 2003, a ANH (Agência Nacional de Hidrocarbonetos).

**Fonte:** PISTONESI, Héctor, PADILLA, Víctor Rodríguez & CHÁVEZ, César. *Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: guía para la formulación de políticas energéticas*. OLADE/CEPAL/GTZ: Quito (Equador), 2000. p. 41; ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos: Materialización de una Nueva Política Hidrocarburífera. In: *Boletín de Prensa*. Bogotá (Colômbia): ANH, 27 de Maio de 2004b; ECONOMIST INTELLIGENCE UNIT. Bolívia quer Tornar Lei do Petróleo Retroativa. 13 de Setembro de 2004. In: [www.aesetorial.com.br](http://www.aesetorial.com.br); O ESTADO DE SÃO PAULO. Argentina Volta a Ter Estatal de Petróleo. 12 de Maio de 2004. In: <http://agenciact.mct.gov.br>.

Para cada um desses países será analisado a história do setor, o processo de abertura no segmento *upstream* e, no caso do processo de privatização finalizado ou em andamento, serão analisados os resultados.

## **3.2 – Argentina**

### **3.2.1 – A História da Indústria Petrolífera Argentina**

#### **3.2.1.1 – A Formação da Indústria Petrolífera Argentina e a Atuação da YPF: de Comodoro Rivadavia ao Governo Militar de 1976**

O petróleo é conhecido, em território argentino, desde a conquista espanhola e era produzido em céu aberto para utilização, basicamente, para calefação. No ano de 1880, vários capitalistas argentinos tentaram produzi-lo em escala comercial com o objetivo de substituir o querosene procedente da Inglaterra. Entretanto, tal objetivo frustrou-se a partir do momento em que os importadores vinculados aos concessionários ingleses das ferrovias paralisaram o projeto recorrendo à fixação de fretes diferenciais que tornavam muito mais caro o transporte do destilado de Salta a Bueno Aires (maior centro consumidor da Argentina).

Todavia, o petróleo comercialmente produzido foi descoberto pela primeira vez em território argentino no ano de 1907, na bacia de Comodoro Rivadavia, localizada na Patagônia. Essa descoberta foi feita por uma equipe de perfuração do governo nacional que possuía autoridade constitucional para obter e administrar os recursos minerais dessa região, uma vez que era território nacional. No caso das outras províncias, nesse período, tal direito pertencia aos governos provinciais.<sup>3</sup> Cabe frisar que, desde 1907 o marco regulatório da indústria petrolífera argentina passou por inúmeras modificações, sendo que as maiores destas modificações ocorreram na regulação da atividade privada no segmento *upstream*.

---

<sup>3</sup> Após a criação de uma empresa petrolífera estatal em 1910, o Estado foi responsável por quase todas as descobertas de regiões petrolíferas na Argentina. Em 1918, o Estado descobriu petróleo na Província de Neuquem na região Central da Argentina. A terceira descoberta ocorreu na Província de Salta (norte do país), em 1926 através de explorações simultâneas feitas pelo Estado e pela multinacional Esso. A quarta descoberta, também feita pelo Estado, ocorreu em 1930, na Província de Mendonza (região oeste). De acordo com a Associação dos Engenheiros da PETROBRÁS – AEPET (1995),

*“Ao Estado se deve, portanto, o descobrimento de quase todas as regiões petrolíferas do país. As concessões à iniciativa privada se situaram mais tarde ao redor das descobertas feitas pelo Estado, quer dizer, as companhias privadas foram beneficiadas pelos trabalhos de exploração realizados pelo governo.”* AEPET. *Argentina: Neoliberalismo e Privatizações da YPF e da Gas del Estado*. Abril de 1995. p. 21.

Após a descoberta do primeiro poço de petróleo, o governo decidiu-se por produzi-lo e utilizá-lo no abastecimento da companhia ferroviária federal que funcionava na região. No entanto, só foi criada uma empresa petrolífera estatal no ano de 1910. Segundo GUIMARÃES (1997),

*“Esse intervalo entre o início da produção estatal de petróleo e a criação da empresa estatal deveu-se à forte oposição de setores da elite agroexportadora e das companhias privadas de petróleo à presença do Estado na produção(...) a pressão destes setores explica, em grande parte, o porquê de a Estatal argentina nunca ter desfrutado, como as estatais da Venezuela, do México e do Brasil, do monopólio sobre as atividades petrolíferas, não obstante sua posição de pioneira das companhias estatais de petróleo na América Latina.”<sup>4</sup>*

Mesmo depois da criação da estatal petrolífera argentina, o Estado não possuía sustentação política para adotar medidas de apoio e de elevação da produção de petróleo, pois pensava-se que a Argentina tinha vocação agrícola e, além disso, as idéias liberais eram hegemônicas.

O marco de transformação da política petrolífera, na Argentina, foi a Primeira Guerra Mundial. Nesse momento, ficou patente a fragilidade e a dependência desse país quanto ao suprimento de energia. Via-se, então, a industrialização e o auto-abastecimento energético como prioritários e, dentro dessa perspectiva nacionalista, criou-se a *Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina* (YPF) em 1922, para atender a exploração, a produção, o transporte e o refino de petróleo, bem como ao transporte e à comercialização de derivados internamente.<sup>5</sup>

O setor privado nacional tentou atuar nestas áreas, mas, com o tempo, os capitais estrangeiros, que dominavam o setor, incorporam-nos. Isso mostrou a fragilidade do capital privado argentino em atuar em áreas como a exploração e a produção de petróleo que requeriam um grande capital além de possuírem um elevado risco empresarial. Temia-se portanto, que o setor petrolífero fosse controlado por multinacionais, caso o Estado não assumisse o controle do setor.

---

<sup>4</sup> GUIMARÃES, Andréa Bastos da Silva. *As Experiências de Privatização do Setor Petrolífero na Argentina e de Abertura à Participação do Capital Privado na Venezuela*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1997. p. 52. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético).

<sup>5</sup> GUIMARÃES (1997), op. cit., p. 54.



No entanto, de acordo com GUIMARÃES (1997),

*“A necessidade de manter o mercado britânico aberto aos produtos agropecuários argentinos aliada à obstinação dos governos das províncias em administrar suas reservas petrolíferas impossibilitaram a adoção de uma política petrolífera nacionalista e determinou que a YPF contasse com um hesitante e instável suporte político para seu desenvolvimento.”*<sup>6</sup>

Da sua criação até o ano de 1935, a YPF operou em competição com outras empresas privadas que haviam recebido concessões para exploração e produção de petróleo. A *Shell*, a *Esso* (*Standard Oil of New Jersey*) e ASTRA (companhia privada argentina), que operavam de forma verticalmente integrada, eram três das empresas privadas que competiam com a estatal argentina. Para se ter uma idéia, em 1935 cerca de 60% da produção do petróleo vinha de empresas privadas.<sup>7</sup>

A partir de 1935 prevaleceu a Lei n.º 12.161/35 que possibilitou que a estatal tivesse uma certa hegemonia, crescendo cada vez mais. Tal legislação permitia a concorrência do Estado, através da YPF, do setor privado mediante concessões e a constituição de sociedades mistas. Entretanto, vários decretos presidenciais estenderam por 20 anos a declaração de área de reserva para a YPF a quase todo o território nacional, o que fazia com que a participação privada, permitida pela Lei n.º 12.161/35, fosse impraticável. Assim, as grandes companhias que atuavam na Argentina (*Shell* e *Esso*) passaram a investir no refino e na comercialização do petróleo. A produção privada caiu assustadoramente, chegando, em 1954, a 16% do total.

Três anos após o início do governo do presidente Perón<sup>8</sup>, reformou-se a Constituição Nacional. O Artigo 40 determinava que as jazidas petrolíferas eram bens imprescindíveis e inalienáveis da Nação, contrariamente ao que propunha a Lei n.º 12.161/35, que estabelecia a propriedade das províncias. Com o golpe de Estado em 1955, a Constituição de 1949 é destituída.

Em 1958, inicia-se o governo de Arturo Frondizi. Ele foi eleito com a promessa de fornecer à YPF o monopólio estatal do setor petrolífero. Em sua campanha eleitoral afirmou que

---

<sup>6</sup> Idem.

A YPF recebeu do governo algumas áreas com reservas e algum capital para se desenvolver. AEPET (1995), op. cit., p. 22.

<sup>7</sup> KOZULJ, Roberto & BRAVO, Victor. *La Política de Desregulación Petrolera Argentina: Antecedentes e Impactos*. Bariloche (Argentina): IDEE, 1993. p. 15.

<sup>8</sup> O primeiro governo Perón foi de 1946 a 1955.

a Argentina deveria controlar, através da sua estatal do petróleo, todas as atividades do setor. Em suas palavras,

*“Após um quarto de século, nosso país está em condições de se encarregar de todas as atividades petrolíferas, sem a intervenção das empresas privadas. Os interesses do país exigem a rejeição de qualquer proposta das companhias privadas, pois o controle do nosso petróleo deve ser confiado exclusivamente à YPF.”*<sup>9</sup>

Todavia, de forma contraditória, Frondizi, então presidente da Argentina, menos de três meses após a sua posse, anuncia o primeiro consórcio petrolífero.<sup>10</sup> Esse consórcio foi feito entre firmas americanas e européias, com um investimento de 800 milhões de dólares.<sup>11</sup> Para avaliar os prejuízos econômicos, financeiros e técnicos dos contratos feitos na época de Arturo Frondizi foi criada, pela Câmara dos Deputados da Argentina, uma Comissão Especial Investigadora sobre Petróleo.

Em fins de 1958, aprovou-se uma nova *Ley de Hidrocarburos* (Lei nº 14.773/58), modificando a Lei nº 12.161/35 e estabelecendo o domínio nacional destes combustíveis, com responsabilidade da YPF e *Gas del Estado*. Proibiu-se expressamente a outorga de concessões a particulares. A contradição marcante deste governo foi o papel de protagonista dado às empresas estatais e, por outro lado, os contratos de até 40 anos firmados com as companhias privadas.<sup>12</sup> Com um golpe militar em março de 1962, modifica-se novamente a atividade petrolífera. Os 14 contratos assinados no governo Frondizi foram anulados no final do ano de 1963 no governo constitucional de Arturo Illia.

Em 1966 há um novo golpe militar e é alterada, novamente, a política do petróleo. Neste período, ocorreu uma mudança na situação dos ex-contratados, Pan American e Banca Loeb, o que fez com que as mesmas continuassem operando em condições similares às existentes

<sup>9</sup> FRONDIZI, Arturo. In: AEPET (1995), op. cit., p. 22.

<sup>10</sup> O Decreto nº 933/58 firmou contratos petrolíferos de perfuração, exploração e produção com várias companhias privadas.

<sup>11</sup> Em 1958, Frondizi com o argumento do autoabastecimento e da falta de recursos para investimentos, adicionalmente à idéia da ineficiência da estatal YPF, outorgou vários contratos de concessão de E&P ao capital privado internacional. Todavia, as concessionárias não fizeram nenhuma descoberta significativa e, em muitos casos, desapareceram com a informação técnica obtida antes de se retirar da atividade.

<sup>12</sup> *“Los contratos suscritos en 1958, aunque fueron de tres tipos, se concentraron básicamente en dos: los de perforación (con cuatro empresas) y los de exploración y desarrollo (con diez empresas). Entre estos últimos figuran los formalizados con Pan American (Chubut y Santa Cruz); Banca Loeb (Mendoza) y Tennesse (Tierra del Fuego), que representaban el 38, 30 y 100% de las Reservas Comprobadas a la fecha en esas provincias.”* KOZULJ & BRAVO (1993), op. cit., p. 16.

antes da anulação. Promulgou-se, também, a Lei n.º 17.319/67 (nova *Ley de Hidrocarburos*), que permitiu um grande crescimento dos lucros das empresas privadas, através da produção intensiva nas jazidas de petróleo já descobertas em território argentino. O regime de exploração permitia o *Reconocimiento Superficial*<sup>13</sup> e *Permisos de Exploración*<sup>14</sup>.

Para as atividades de produção são outorgadas *Concesiones de Explotación* para os permissionários de exploração que descubram hidrocarbonetos em sua área e, também, através de concurso sobre áreas provadas. Os concessionários devem pagar *royalties* e possuem a propriedade dos hidrocarbonetos que extraíam. De 1967 a 1972, foram outorgadas 21 permissões de exploração (10 plataforma continental e 11 bacias continentais) sem que fossem feitas descobertas, sendo devolvidas as áreas à *Secretaría de Energía*.

Em 1973, através de novas eleições, há um retorno de Perón à Presidência da Argentina; porém, com a sua morte uma forte crise institucional ocorreu mudando a orientação econômica populista e estadista. Com o governo Constitucional de 1973 a 1976 retornou-se às condições anteriores à 1967 que eram favoráveis à YPF. No entanto, agravou-se a crise política e, novamente, foi dado um golpe de Estado pelos militares, provocando um retrocesso na política energética do setor petróleo: 1) as áreas de produção foram transferidas para contratantes da iniciativa privada a título gratuito, incluindo instalações em pleno funcionamento; e 2) a promulgação dos Contratos de Risco foram feitas através do Decreto-Lei n.º 21.778/78.

KOZULJ & BRAVO (1993) consideram o Decreto-Lei n.º 21.778/78 um complemento da Lei n.º 17.319/67, principalmente ao tratar das modalidades de vinculação das empresas estatais com o setor privado para exercer as atividades do segmento *upstream*. O risco exploratório era assumido totalmente pelo contratista da mesma forma que as permissões de exploração da Lei n.º 17.31/67 ; no entanto, caso houvesse descobrimento de hidrocarbonetos os contratistas não teriam direito à concessão de produção, sendo obrigados a vendê-los a estatal. O pagamento aos contratados era feito em dinheiro, sendo que a partir do momento em que

---

<sup>13</sup> Através do *Reconocimiento Superficial* qualquer empresa pode realizar trabalhos geológicos-geofísicos em qualquer lugar do país, exceto em áreas concedidas ou de reserva estatal, sem que isto gere direitos adquiridos.

<sup>14</sup> *Permisos de Exploración* são somente outorgados nas denominadas zonas possíveis; ou seja, sem reservas comprovadas, mediante concurso público, sendo proibida a participação de pessoas jurídicas estrangeiras de direito público. Os investimentos e gastos são de risco exclusivo dos permissionários que, em caso de descobrir jazidas comercialmente produzíveis, possuem o direito de obter uma concessão de produção.

satisfizesse as necessidades internas e mantivesse um adequado nível de reservas poderia ser pago em petróleo, com direito de exportá-lo.<sup>15</sup>

### 3.2.1.2 – O Endividamento Argentino, a Política Petrolífera e o Processo de Esvaziamento da YPF

A política de endividamento externo argentino, assim como de outros países da América Latina, ficou patente a partir do governo militar de 1976. O aumento do endividamento do governo argentino (1976-83) foi de 544%, sendo que o endividamento estatal elevou-se em 609% e o do setor privado em 432%. Além disso, ocorreu uma estatização da dívida privada mediante os *seguros de cambio*. Segundo OLMOS (2000),

*“El Régimen de privilegio establecido por las Comunicaciones A 31, A 54, A 75, A 76, A 137, A 163, A 229, A 241, A 251, todos ellos permitieron e hicieron efectiva la transferencia al Estado de la deuda privada con seguro de cambio y operaciones de pase, también se transfirió las deudas que no renovaron su seguro de cambio, todo ello ratificado por la Ley n° 22.749; luego de estimular el endeudamiento del sector privado, se provocó un alivio al sector con los regímenes, y luego se produce la transferencia al Estado, sin estudiar las causas del endeudamiento.”<sup>16</sup>*

A empresa estatal argentina que mais se endividou, neste período, foi a YPF, com um incremento do endividamento de, aproximadamente, 2000% no período 1976-1983. Assim, com o governo militar em 1976, a YPF iniciou o seu processo de esvaziamento que culminou com a sua posterior privatização.

O quadro 17 apresenta a evolução da dívida externa argentina do início do governo militar em 1976 até o ano de 2001.

<sup>15</sup> Na Argentina, através de contratos de risco foram formalizados 8 contratos em áreas terrestres e 6 na plataforma continental. A Esso e a Shell se concentraram na plataforma continental e as companhias privadas argentinas em áreas terrestres. O resultado foi o fracasso: 4 contratos descobriram hidrocarbonetos de não muita importância em terra e 1 contrato referente à plataforma continental não foi considerado comercialmente atrativo pela operadora estrangeira. Entretanto, os contratados que atuavam em áreas com reservas comprovadas e em plena produção pela estatal (YPF) resultou em êxito: de 1976 a 1983 – 24 contratos de produção amparados pela Lei n° 17.319/67. KOZULJ & BRAVO (1993), op. cit., p. 20.

<sup>16</sup> OLMOS. In: HERRERA, César V. & GARCÍA, Marcelo. *A 10 Años de la Privatización de YPF – Análisis y Consecuencias en la Argentina y en la Cuenca del Golfo San Jorge*. In: [www.creepace.com.ar](http://www.creepace.com.ar). p. 3.

**Quadro 17 – Argentina: Evolução da Dívida Externa  
(Milhões US\$)**

Ano	Presidente da Nação	Total Dívida Externa (Milhões US\$)	Dívida Privada (Milhões US\$)	% Dívida Total sobre Exportações	Aumento da Dívida no Período
1976	Videla	8.280	3.100	212%	544%
1977		9.679	3.700	171%	
1978		12.496	4.100	195%	
1979		19.034	9.000	243%	
1980		27.072	12.700	339%	
1981	Galtiere	35.671	15.600	390%	44%
1982	43.634	15.000	571%		
1983	Bignone	45.087	13.400	575%	
1984	Alfonsín	46.903	10.600	569%	
1985		48.312	8.500	587%	
1986		52.449	8.100	766%	
1987		58.428	4.200	919%	
1988		58.834	5.500	642%	
1989	Menem	65.256	9.300	682%	123%
1990		62.730	13.400	503%	
1991		65.405	14.800	546%	
1992		68.937	12.100	513%	
1993		65.325	18.600	551%	
1994		75.760	24.400	541%	
1995		99.364	31.900	472%	
1996		101.934	36.600	464%	
1997		130.820	50.200	476%	
1998		144.050	58.800	536%	
1999	147.881	60.500	662%	14%	
2000	De la Rúa	147.667	61.700		554%
2001		166.700	51.900	526%	

**Fonte:** HERRERA, César V. & GARCÍA, Marcelo. *A 10 Años de la Privatización de YPF – Análisis y Consecuencias en la Argentina y en la Cuenca del Golfo San Jorge*. In: [www.creepace.com.ar](http://www.creepace.com.ar). p. 3.

Os principais pontos deste processo foram, a saber: 1) endividar externamente a YPF em um montante de 4500 milhões de dólares, em troca do recebimento de uma parte em pesos desvalorizados; 2) obrigar a YPF a comprar seu próprio petróleo dos concessionários a um preço superior aos seus próprios custos de extração; 3) subsidiar as refinarias privadas recebendo pela venda do cru um preço inferior aos seus custos de produção; 4) obrigar a YPF, por decreto, a não contratar profissionais para os postos técnicos vazios; 5) manter os salários dos seus quadros

técnicos os mais baixos possíveis, provocando um verdadeiro êxodo de profissionais às empresas privadas emergentes; 6) utilizar os meios de difusão para criar na opinião pública uma imagem da YPF de ineficiência e privilégios; 7) impedir a venda de seus produtos a preços rentáveis (utilização de preços políticos); etc. Tal política empresarial fez com que a YPF após a ditadura militar apresentasse um déficit operacional de 400 milhões de dólares, com um patrimônio líquido negativo.

Findado o período militar, o Partido Radical através de Raúl Alfonsín, em 1983, assume o poder na Argentina. Neste momento, havia 35 contratos provenientes dos períodos 1958-62, 1966-72 e 1976-83. Os dois principais problemas da indústria petrolífera argentina eram, por um lado, que mesmo com a retirada da dívida externa da YPF, transferindo-a para o Tesouro Nacional, o dinheiro destinado a cobrir os saldos negativos que a empresa devia receber nunca ingressaram aos cofres da YPF, uma vez que a legislação nunca foi regulamentada; e, por outro lado, havia o problema da escassez das reservas de petróleo, cuja relação R/P era de 14 anos. Neste momento surge o Plan Houston<sup>17, 18</sup> que licitou internacionalmente milhares de Km<sup>2</sup> de superfície de bacias continentais e marítimas. Os resultados do Plano Houston nas 5 rodadas que foram realizadas foram: 165 áreas concursadas, com a formalização de, aproximadamente, 61 contratos; não foram feitos descobrimentos significativos.

O Plano Houston, que oferecia uma área de 1.336.000 Km<sup>2</sup> para exploração e produção de empresas privadas, no ano de 1985, assim como os Contratos de Risco não conseguiram resultados satisfatórios: não conseguiram atrair investimentos privados elevados e não conseguiram aumentar o nível das reservas. Assim, elaborou-se, em 1987, o Plano Huergo, com o objetivo de aumentar a produção da YPF.<sup>19</sup> Neste mesmo ano, foi estabelecido o Plano Comodoro Rivadavia, fortalecendo as tarefas de exploração da YPF em suas próprias áreas. Com o objetivo de aumentar a produção das áreas em poder dos contratados iniciaram-se estudos tendentes à desregulamentação da indústria petrolífera argentina. Adicionalmente, os contratados exigiram para aumentar a produção um aumento nos preços que recebiam. Tal exigência foi satisfeita com o denominado Plano Olivos I (Decreto nº 1.812/87), que fixou os preços para a

---

<sup>17</sup> Várias críticas foram feitas ao Plan Houston, que sofreu numerosas modificações no transcurso de sua confecção, melhorando a participação privada dos contratistas em prejuízo das operações da YPF.

<sup>18</sup> O Plano Houston foi estabelecido pelo Decreto nº 1.443/85 e complementado com o Decreto nº 623/87.

<sup>19</sup> Decreto nº 1.758/87, Decreto nº 631/87, Resolução nº 39/88 e Resolução nº 50/88.

produção básica de acordo com os valores já vigentes em cada contrato e, no caso da produção excedente, 80% do preço internacional.

Finalmente, o Plano Olivos II ou Petroplan em 1988 foi o mais radical; os aspectos principais era, a saber: 1) o programa de áreas marginais<sup>20</sup>; 2) o programa de áreas centrais<sup>21</sup>; e 3) a desregulamentação da indústria petrolífera. O Programa de Áreas Marginais propunha uma figura jurídica denominada *Unión Transitoria de Empresas* (U.T.E.) para a produção de 247 jazidas da YPF, das quais a estatal extraía 12% da produção por administração direta. Tais áreas seriam licitadas publicamente, sendo que ao maior valor oferecido em dinheiro seria dado o *derecho de explotación*, valor este que compensaria a YPF pela descoberta e desenvolvimento das reservas. As empresas privadas adquiriam a área (o recurso continua sendo de propriedade da Nação), pagavam um benefício de 18% a YPF e obtinham a livre disponibilidade do cru a preços internacionais.

Por sua vez, o Programa de Áreas Centrais propunha a formação de *joint ventures* entre as empresas privadas e a YPF. Com tal associação, a estatal manteria o controle operacional das áreas com uma porcentagem de participação na sociedade maior que 50%. As companhias privadas obteriam livre disponibilidade de cru na porcentagem que resultasse da associação.

As ineficiências da YPF foram realçadas na década de 1980, citando-se como única solução a sua privatização; em nenhum momento salientou-se a possibilidade de uma modificação estrutural da estatal (sugestão de seus técnicos). O mau uso da estatal, em especial no segmento *upstream*, foi um agravante da situação da YPF. Como exemplo, pode-se citar a venda de cru a Shell e a Esso por um valor 35% inferior ao custo de produção (sem considerar o custo financeiro calculado em 30% ao mês no mesmo período). Porém, somente com o governo constitucional do presidente da República Carlos Saúl Menem a flexibilização, a desregulamentação e a privatização passaram a ser a doutrina oficial.

---

<sup>20</sup> Foram definidas, em um primeiro momento, como áreas marginais as que tivessem uma produção menor que 200 m<sup>3</sup>/d.

<sup>21</sup> A YPF dispunha de 13 áreas centrais, responsáveis, em 1988, por 51,6% da produção total por administração direta da estatal. Dentre estas áreas, encontravam-se 4 das maiores áreas de produção da YPF (Puesto Hernández, Vizcacheras, El Huemul e El Todillo), que detinham juntas 22% do total da produção por administração direta da YPF. Cabe frisar que, em 1991, elas foram parcialmente privatizadas com a participação minoritária da YPF.

### **3.2.2 – O Governo Menem e a Reestruturação da Indústria Petrolífera Argentina: Flexibilização, Desregulamentação e Privatização**

Carlos Menem assume o governo argentino em 1989 em meio a um processo hiperinflacionário e a uma elevada dívida externa; num conjunto de políticas macroeconômicas, a redefinição da política petrolífera e a inclusão da YPF no processo de privatização foram fundamentais.

#### **3.2.2.1 – O Processo de Privatização da Indústria Petrolífera Argentina**

O recente processo de privatização argentino, juntamente com o caso do setor petrolífero peruano, foi o mais radical e abrangente de toda a América Latina. O processo de desregulamentação e de privatização do setor petrolífero, na Argentina, iniciou-se em outubro de 1989. A estrutura do mercado de petróleo antes da privatização era caracterizada: 1) pela presença de monopólio público na produção de petróleo cru; 2) pelo oligopólio com dominação da empresa pública no refino; e 3) pela oferta baixa e muito enfraquecida frente ao oligopólio refinador.<sup>22</sup>

A proposta do governo Carlos Saúl Menem de privatização da YPF advinha do seguinte diagnóstico: a empresa estatal era ineficiente, estava superdimensionada, tinha uma dívida vultosa e carecia de recursos para investir de acordo com o que seria uma adequada política petroleira. A redução na relação R/P e na produção, segundo o governo, advinham, basicamente, da ineficiência da YPF e do papel regulatório e intervencionista do Estado. Tal diagnóstico governamental fundamentava-se em idéias como a mudança do valor estratégico dos hidrocarbonetos motivada pelo desenvolvimento de formas mais eficientes de seu uso e de fontes alternativas de energia pós-choques do petróleo e, além disso, os hidrocarbonetos serem considerados simples *commodities*, sendo que o seu valor seria mais influenciado por seu valor econômico (valor atual presente) do que pelo seu valor estratégico.

A justificativa governamental para a privatização da YPF era a necessidade de aumentar a eficiência da estatal. O aumento da sua eficiência adviria como consequência da

---

<sup>22</sup> ALBUQUERQUE. Izabela Saboya de. *A Privatização da Indústria de Petróleo Argentina: Lições para o Caso Brasileiro*. Rio de Janeiro: PUC, Novembro de 1993. p. 21. Monografia (Final de Curso em Economia).



transferência da propriedade estatal para a propriedade privada e da redução da atuação do Estado no setor (desregulamentação). Assim, segundo o governo Carlos Menem, o setor petrolífero deveria ser privatizado para desmonopolizar a atividade petrolífera e desregulamentado para assegurar a concorrência. Além disso, ter-se-ia que terminar com os contratados da YPF, renegociando os contratos e convertendo-os em concessões ou associações, assegurar a livre disponibilidade de cru e acabar com a mesa de crus.

Outra justificativa para prosseguir no processo de privatização era a necessidade de liberar recursos do governo, antes direcionados para cobrir os déficits da estatal, para investimentos sociais. Segundo GUIMARÃES (1997), o Governo Menem somente conseguiu apoio a sua política de privatização através de justificativas tais como a que os recursos recebidos pelos aposentados só poderiam ser elevados se a YPF fosse privatizada.<sup>23</sup>

As estratégias do governo Menem, relacionadas à exploração, foram realizar uma auditoria das reservas, anular o Plano Houston e lançar o Plano Argentina. Através de recursos do Banco Mundial, o governo contratou a consultoria norte-americana *Gaffney, Cline y Asociados* para fazer a auditoria das suas reservas de hidrocarbonetos. A magnitude das reservas comprovadas em dezembro de 1989 era de 249 milhões de m<sup>3</sup> de petróleo e 537 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural, o que representava 28% a menos das reservas de petróleo estabelecidas anteriormente pela *Secretaría de Energía*.

Houve fortes críticas quanto às transferências das áreas de produção da YPF, uma vez que subavaliou-se as reservas e, como foi citado, o preço de venda dessas áreas foram bastante reduzidos (Quadro 18). De acordo com GUIMARÃES (1997),

*“A auditoria das jazidas realizada por uma consultoria privada, em 1990, fez com que as reservas provadas de petróleo fossem reduzidas em cerca de 30%. Contudo, após a privatização, estas reservas voltaram aos níveis existentes em 1989.”*<sup>24</sup>

<sup>23</sup> GUIMARÃES (1997), op. cit., p. 56.

<sup>24</sup> Idem. p. 58.

A auditoria foi feita pela Consultora Gaffney, Cline e Associates em 31/12/89, que estimou as reservas em 249 milhões de metros cúbicos de petróleo e 537 bilhões de metros cúbicos de gás. Números estes que eram inferiores em 28% às reservas que eram reconhecidas oficialmente e consideradas como bastante corretas pelo setor privado. AEPET, op. cit., p. 33.

Além da subavaliação dos ativos da YPF, importantes áreas de exploração/produção de gás natural como Bacia Noroeste e a Bacia Austral foram repassadas ao setor privado sem uma correta avaliação das suas reservas, por causa da incerteza do preço futuro do gás e da tarifa para a utilização dos gasodutos. Vê-se, dessa forma, que o valor presente das receitas futuras dos ativos vendidos para a iniciativa privada foi superior aos respectivos preços de venda dessas áreas.<sup>25</sup>

**Quadro 18 – Argentina: Comparação das Reservas Comprovadas Medidas pela YPF e pela Consultora Gaffney, Cline y Asociados em 1989**

	Reservas de Petróleo YPF	Reservas de Petróleo Consultora
<b>Total Nacional</b>	344.209.000	245621000 (-28,64%)
<b>CGSJ</b>	87.938	71.765 (-18,39%)
<b>C.Neuquina</b>	138.004	80.583 (-41,60%)
<b>C.Austral</b>	48.863	35.758 (-26,81%)
<b>C. Cuyana</b>	33.543	31.713 (-5,45%)
<b>C.Noroeste</b>	35.861	25.802 (-28,04%)

**Fonte:** HERRERA, César V. & GARCÍA, Marcelo. *A 10 Años de la Privatización de YPF – Análisis y Consecuencias en la Argentina y en la Cuenca del Golfo San Jorge*. In: [www.creepace.com.ar](http://www.creepace.com.ar). p. 17.

Em 1991, o governo finalizou o Plano Houston e estabeleceu o Plano Argentina<sup>26</sup>. O Quadro 19 apresenta um resumo geral dos Resultados do Plano Houston.

<sup>25</sup> GERSHUNOFF. In: GUIMARÃES, op. cit., p. 59.

<sup>26</sup> O Plano Argentina foi um plano de exploração no qual se ofereceram mais de 180 áreas *onshore* e *offshore*, em bacias produtivas e não produtivas. As áreas são licitadas outorgando-se *Permisos de Exploración*, seguindo as diretrizes da Lei nº 17.319/67, o Decreto nº 2.178/91 e o Decreto nº 1.271/92. Caso ocorra a descoberta de hidrocarbonetos, são outorgadas *Concesiones de Explotación* conforme a Lei nº 17.319/67, tendo a livre disponibilidade dos mesmos. Podem participar todas as empresas nacionais ou estrangeiras que sejam registradas como operadoras ou que tenham iniciado o trâmite 10 dias antes da apresentação das ofertas. Estabeleceu-se um sistema de aberturas periódicas de ofertas, o último dia útil de cada mês ímpar, às 15 horas. O ganhador da área é o ofertante que se comprometa a realizar mais trabalhos em menos tempo, sendo para o 1º Período de 3 ou 2 anos em áreas *onshore* e de 4, 3 ou 2 anos em áreas *offshore*. Os 2º e 3º Períodos possuem um ano a menos que o período precedente. As prorrogações podem ser de até 4 anos. SECRETARÍA DE ENERGÍA. In: [www.energia.mecon.ar](http://www.energia.mecon.ar).

**Quadro 19 – Argentina: Resumo Geral dos Resultados do Plano Houston  
(em 28 de Dezembro de 1990)**

Nº de Chamada e Data	Investimentos (Milhões de US\$)				Resultados								Última Data para o término da Prosp. Prévia
	Comprom.	Realizados	Nº de Áreas Concedidas por Rodadas	% de Adjudic. Total / Áreas Concursadas	Nº de Áreas em Prosp. Prévia	Nº de Áreas Revertidas	Nº de Áreas que Antecedem ao 1º Período de Explor.	Nº de Áreas com Lote de Avaliação	Nº de Poços Perfur.	Nº de Poços Exitosos	Nº de Poços com Pedido de Comerc.		
1 - 31.12.86	88,1	76,3	32	37,5	2	7	2	1	11	4	-	29.11.91	
2 - 29.10.86	190,9	44,5	36	30,5	4	-	-	-	5	1	-	17.07.92	
3 - 14.10.87	223	70,1	30	40	12	-	-	-	3	3	1	03.02.93	
4 - 02.03.89	312,4	35,3	63	44	28	-	-	-	-	-	-	12.04.93	
5 - 15.12.89	71,7	-	70	14,3	10	-	-	-	-	-	-	15.12.93	
Áreas Adjud. em Forma Direta	65,2	5,4	-	-	4	-	-	-	-	-	-		
<b>Total</b>	<b>951,4</b>	<b>231,6</b>	<b>165</b>	<b>46,7</b>	<b>67</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>22</b>	<b>9</b>	<b>1</b>		

**Fonte:** KOZULJ, Roberto & BRAVO, Victor. *La Política de Desregulación Petrolera Argentina: Antecedentes e Impactos*. Bariloche (Argentina): IDEE, 1993. p. 53.

O Plano Argentina retorna ao sistema de concessões e retira o Estado da atividade mais rentável. Com a modalidade de concessão, o concessionário, a partir do descobrimento, produzirá petróleo e gás natural, disporá livremente dos mesmos e somente pagará os *royalties* que estabelece a Lei nº 17.319/67 (de 8% a 12% do valor da produção total) e os impostos referentes ao lucro de toda atividade comercial. À entrega das áreas marginais (continuação do Petroplan radical) e das áreas centrais (Plano Argentina de Menem) seguiu-se a venda da totalidade das jazidas e instalações das bacias Noroeste e Austral.

*“En realidad, las verdaderas causas de imponer el Plan Argentina en reemplazo del Houston se debía a la necesidad de evitar la facultad del Estado Nacional de compartir con los inversores los beneficios de la explotación anulando los derechos de asociación – exitoso en otras partes del mundo – y reemplazarlo por un modelo de concesión que ha sido abandonado en la mayoría de los países productores.”<sup>27</sup>*

Várias irregularidades foram observadas na concretização do Plano Argentina. Por exemplo, segundo a Lei de Reforma do Estado no seu Artigo 6º estabelecia-se que as medidas a

<sup>27</sup> ORIGEN y Desarrollo de la Industria del Petróleo en Argentina y Latinoamérica. In: [www.sindluzfyfuerzamdp.org.ar](http://www.sindluzfyfuerzamdp.org.ar).

serem aplicadas deveriam sujeitar-se às leis vigentes. Logo, a Lei de Hidrocarbonetos encontrava-se em vigência e, segundo o Artigo 25, as áreas para exploração para cada empresa só ou associada, somada a todas as concessões que pudesse ter com anterioridade, não podia superar os 100 km<sup>2</sup> por unidade e até um máximo de 100 unidades em 5 permissões; ou seja, 50.000 km<sup>2</sup>. O desrespeito a legislação foi evidente no caso da Texaco referente ao Plan Houston, pois adquiriu 12 áreas com um total de 88.960 km<sup>2</sup>.

Já com relação às estratégias para obter a livre disponibilidade de cru, permitiu-se a livre disponibilidade do mesmo referente às velhas concessões<sup>28</sup>, converteu-se os contratos de produção em concessões e associações, licitou-se as áreas marginais da YPF<sup>29</sup> e licitou-se a associação de empresas privadas com a YPF nas áreas centrais<sup>30</sup>.

A privatização de áreas marginais teve como antecedente o Petroplan, sendo que foi diferenciado em pontos fundamentais, a saber: 1) os recursos provenientes da venda das áreas marginais não foram destinados à YPF e sim ao Tesouro Nacional; 2) a YPF não participou em associação através das U.T.E.. As áreas foram licitadas e entregues a empresas privadas, mediante a um pagamento prévio de um *derecho de explotación*; 3) foram incluídas áreas de aproximadamente 400m<sup>3</sup>/d; e 4) as áreas licitadas, em poucos casos, coincidiram com as áreas propostas originalmente no Petroplan.

A privatização de áreas centrais também teve o Petroplan como antecedente, diferenciando-se nos seguintes pontos, a saber: 1) a produção a ser compartilhada era a produção total da área; 2) não foram concretizadas *joint ventures* somente com empresas estrangeiras e, em todas as áreas, a YPF como sócio minoritário; 3) os recursos da venda das áreas não foram destinados à YPF e sim ao Tesouro Nacional; e 4) as áreas foram vendidas a um preço muito menor do que o previsto pelo Petroplan. O Quadro 20 apresenta o impacto dos programas que acompanharam a desregulamentação do setor petrolífero argentino do ponto de vista da transferência, para o setor privado, da produção feita anteriormente pela estatal YPF.

<sup>28</sup> O Decreto nº 64/86 foi destituído. Tal decreto obrigava a YPF a comprar o petróleo produzido pelas velhas concessões (anteriores a 1935). A produção representava 7,5% da demanda das refinarias privadas.

<sup>29</sup> O Decreto nº 1.055/89 definiu como áreas marginais as jazidas em poder da estatal YPF com produção inferior a 200m<sup>3</sup>/d. a produção representava 31% da demanda das refinarias privadas.

<sup>30</sup> As 4 principais áreas centrais privatizadas foram Puesto Hernández, Vizcacheras, El Tordillo e El Huemul. Estas 4 áreas representavam pelo menos 12% das reservas comprovadas da Argentina, 9% do volume *in situ* de petróleo e 26% dos poços de produção. Além destas áreas, foram privatizadas as Bacias Austral e Noroeste. KOZULJ & BRAVO (1993), op. cit., p. 148.

**Quadro 20 – Argentina: Resumo dos Impactos da Desregulamentação Petrolífera sobre a Participação dos Agentes na Produção de Cru**

<b>Antes (1989)</b>	<b>%</b>	<b>Depois (1992)</b>	<b>%</b>
<b>YPF por Administração</b>	62,2	YPF por Administração	31,4
		YPF por Associação em Áreas Centrais	7,3
			YPF 38,7
		Setor Privado Áreas Marginais	5,1
		Setor Privado Áreas Centrais	18,4
			Privados 23,5
<b>YPF por Contratos</b>	35,4	YPF por Associação	YPF 3,0
		Setor Privado Contratos Reconvertidos em Concessões e Associações	Privados 32,4
<b>Antigas Concessões</b>	2,4	Concessões Antigas	Privados 2,4
<b>Total</b>	<b>100</b>		<b>Total 100</b>
YPF	62,2	YPF	41,7
Privadas	37,8	Privados	58,3
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>Total</b>	<b>100</b>

**Fonte:** KOZULJ, Roberto & BRAVO, Victor. *La Política de Desregulación Petrolera Argentina: Antecedentes e Impactos*. Bariloche (Argentina): IDEE, 1993.

Seguindo o processo de privatização, foi liquidada a Interpetrol, que era responsável pela comercialização externa de hidrocarbonetos e de derivados da YPF. A Interpetrol era uma *trading* em que a YPF detinha 49% das ações. Vendeu-se, também, ativos não essenciais da YPF, como equipamentos de perfuração de poços e registro sísmico.

O Quadro 21 apresenta os ativos petrolíferos privatizados entre 1991 e 1993, sem abarcar a venda das ações da YPF. A venda da estatal argentina de petróleo (YPF) será vista posteriormente em maiores detalhes dados os seus significativos montantes.

**Quadro 21 – Argentina: Ativos Petrolíferos Privatizados entre 1991 e 1993 sem Incluir a Venda das Ações da YPF S.A.**

<b>Data</b>	<b>Ativos Privatizados</b>	<b>Tipo de Transferência (%)</b>	<b>Montante (M\$)</b>
Out/90	28 áreas marginais	Concessão	241.1
Nov/90	9 áreas marginais	Concessão	15.8
Jun/91	Áreas Centrais: Pto. Hernandez, Huemul, Vizcacheras e El Tordillo	Associação em 50	560.1
Ago/91	22 áreas marginais	Concessão	140.5
Out/91	Ampliação de participação em 4 áreas centrais	Associação em 70 a 90	243.1
Dez/91	Area central Santa Cruz (CA)	Associação em 70	55.0
Jan/91	5 áreas marginais	Concessão	18.8
Jan/92	Arrea Central Tierra del Fuego (CA)	Associação em 70	143.5
Mar/92	Arrea Central Santa Cruz II (CA)	Associação em 70	141.6
Jun/92	22 áreas marginais	Concessão	48.0
Nov/92	Arrea Central Palmar Largo (CNO)	Associação em 70	36.0
Nov/92	Arrea Central Aguaraquíe (CNO)	Associação em 70	143.7
Nov/92	Refinaria de Campo Durán (Refinor S.A)	Associação em 70	64.1
Jan/93	Destilaria Dock Sud	Venda	11.7
Jan/93	Ebytem S.A (estação de bombeamento e marítima Pto.) Rosales	Venda de 70	19.0
Jan/93	Oleoductos del Valle S.A	Venda de 70	77.0
Jan/93	Destilaria San Lorenzo	Venda	12.2
Jun/93	Transportes Marítimos Petroleros S.A	Venda de 70	41.8
Set/93	Interpetrol S.A	Venda de 49	8.7
Set/93	Planta de Aerosoles-Dock Sud	Venda	0.9
Out/93	Term. Marítimas Patagónicas S.A (Caleta Córdoba e Caleta Olivia)	Venda de 70	10.0
Mar. a dez/93	20 Buques-Tanque	Venda	27.0
<b>Total 1990-1993 sem a venda da YPF</b>			<b>2059.6</b>
Áreas Marginais		Concessão	464.2
Áreas Centrais		Associação	1323.0
Refinarias		Vendas e Associações	88.0
Outros Ativos		Venda	184.4

**Fonte:** KOZULJ, Roberto. Balance de la Privatización de la Industria Petrolera en Argentina y su Impacto sobre las Inversiones y la Competencia en los Mercados Minoristas de Combustibles. *Serie Recursos Naturales e Infraestructura n° 46*. Santiago (Chile): Cepal/Eclac, Julho de 2002. p. 19.

Através da Lei n° 24.145/92 federalizou-se os hidrocarbonetos e estabeleceu-se a privatização do capital da YPF S.A.. Anteriormente, o Decreto n° 2.778/90 havia transformado a YPF Sociedad del Estado em YPF Sociedad Anónima, regida pela Lei n° 19.550/84 que tinha por objetivo ser uma empresa de hidrocarbonetos integrada, econômica e financeiramente equilibrada, rentável e com uma estrutura de capital aberto (*sic*). Enquanto a participação do Estado Nacional e das províncias no capital social da YPF S.A. fosse majoritária, não lhe seria aplicável a tal empresa legislação ou normativa administrativa ditada ou a ditar-se que

regulamentasse a administração, gestão e controle das empresas em que o Estado Nacional tivesse participação.<sup>31</sup>

A referida Lei n.º 24.145/92 foi bastante criticada, uma vez que o Governo assumiu todas as dívidas da YPF até a data de 31 de dezembro de 1990 e a YPF assumiu os passivos acumulados em 31 de dezembro de 1991; ou seja, como a empresa obteve lucros em 1990, 1991 e 1992 - após a desregulamentação - ela foi privatizada sem dívidas. Além desse fato, a urgência com que foi feita a sua privatização obedeceu às pressões do FMI quanto ao cumprimento das metas fiscais e não ao objetivo inicial de aumento do nível de concorrência e melhoria dos serviços prestados.

### 3.2.2.2 – A Privatização da YPF

O programa de privatização da estatal YPF possuiu duas fases. Na primeira fase, o programa tinha por objetivo aumentar a eficiência produtiva do setor e a sua rentabilidade, de modo a manter a integração vertical e a alta participação no mercado. Para tanto, implementou-se o “saneamento” da estatal.<sup>32</sup> Na segunda fase, propunha-se a modificação no capital social da empresa, privatizando aos poucos nada menos que 50% das ações da estatal.<sup>33</sup> A segunda fase, que corresponde a privatização de fato da YPF, passou por várias etapas até chegar a composição acionária atual.

A primeira fase de transformação empresarial deveria obedecer aos seguintes passos:

1) associação com capital privado na exploração de poços a Noroeste; 2) concentração da YPF na exploração dos poços do Sul de Mendonza e do Golfo de San Jorge; 3) privatização das destilarias de Campo Durán, San Lorenzo e Dock Sud; 4) manter com a YPF as destilarias de La Plata, Lújan de Cayo e Plaza Huincol; 5) associação ou venda do Poliducto Campo Durán-

<sup>31</sup> As principais transformações da YPF foram, a saber: i) de 345 milhões de m<sup>3</sup> de reservas de cru, a YPF reteve somente 142 milhões de m<sup>3</sup> (44% de redução); e ii) de 74.000 m<sup>3</sup>/d de produção reteve 36.000 m<sup>3</sup>/d (51% de redução). ORIGEN y Desarrollo de la Industria del Petróleo en Argentina y Latinoamérica. In: [www.sindluzyfuerzamdp.org.ar](http://www.sindluzyfuerzamdp.org.ar).

<sup>32</sup> Nesse momento, o saneamento era importante devido à situação deficitária da empresa, em especial, pela política de preços adotada pelos governos militares. Devido à política de estabilização, o preço do petróleo pago pela YPF aos contratistas superava os valores pagos pelas refinarias privadas. GUIMARÃES (1997), op. cit., p. 56.

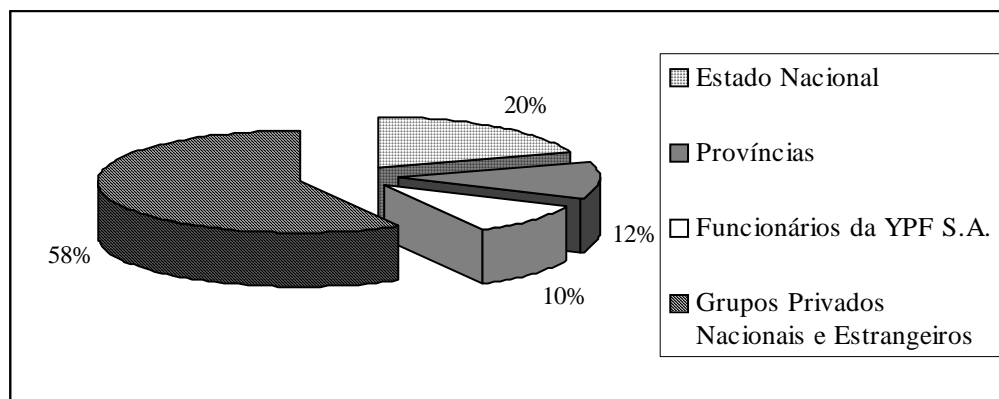
<sup>33</sup> ALBUQUERQUE (1993), op. cit., p. 24.

Com isso, o monopólio público “virtual” (não era total devido à atuação de empresas privadas nacionais e/ou estrangeiras em todos os segmentos do setor petrolífero argentino), vigente até 1990, transformou-se numa participação minoritária do governo na YPF - a mais importante empresa petroleira da Argentina.

Montecristo e dos oleodutos Allen-Rosales e Rosales-La Plata; 6) manutenção por parte da YPF dos dutos das grandes destilarias; 7) vendas e associações no comércio marítimo; 8) venda de aeroplanas; e 9) venda da participação acionária da YPF, de 49%, da empresa comercializadora Interpretol.<sup>34</sup>

O início da segunda fase ocorreu, somente em julho de 1993, com a venda de 43,5% das ações da YPF, através de leilão público, para o setor privado, obtendo-se, segundo KOZULJ (2002), 3040 milhões de dólares em moeda e 1271 milhões em títulos da dívida pública. Neste momento, o Estado Nacional além de ter 20% das ações da YPF S.A. possuía a *golden share* (ação ouro)<sup>35</sup>. A composição acionária passou, assim, a ser a seguinte:

**Gráfico 1 – Argentina: Distribuição das Ações da YPF S.A. após a Privatização (Julho de 1993)**



**Fonte:** KOZULJ, Roberto. Balance de la Privatización de la Industria Petrolera en Argentina y su Impacto sobre las Inversiones y la Competencia en los Mercados Minoristas de Combustibles. In: *Serie Recursos Naturales e Infraestructura n° 46*. Santiago (Chile): CEPAL, Julho de 2002.

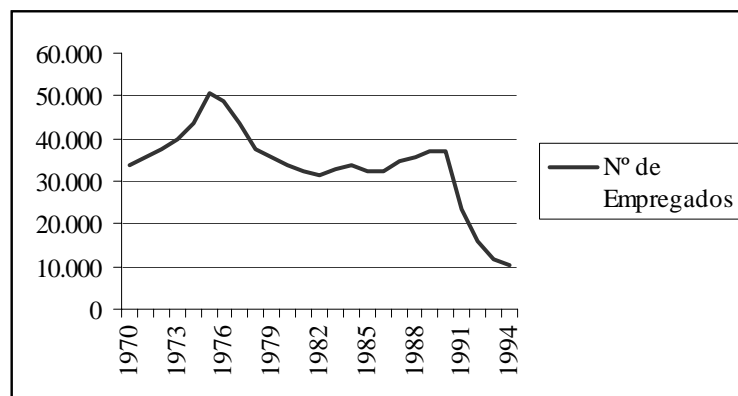
Além da transferência para o setor privado de grande parte da ex-estatal, outro ponto relevante do processo de privatização da YPF foi a elevada redução do seu número de funcionários, que de um valor máximo de 50.555 em 1975 passou para 10.103 em 1994, um ano após a privatização. Tais dados podem ser visualizados no Gráfico 2.

<sup>34</sup> Idem. p. 24.

<sup>35</sup> Por ocasião da venda das ações da YPF, o governo argentino manteve uma ação *golden share* que lhe garantia o poder de veto em diversas operações.



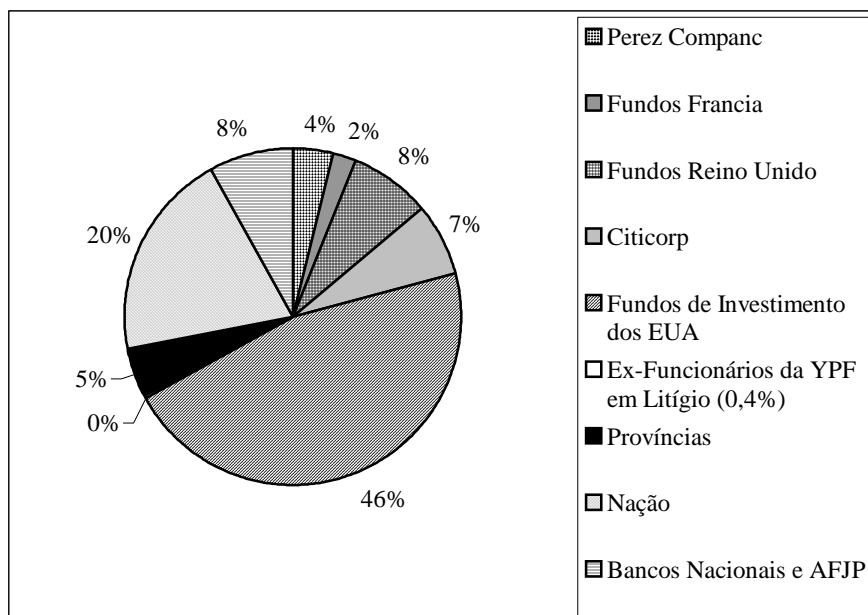
**Gráfico 2 – Argentina: Número de Empregados da YPF (1970-1994)**



**Fonte:** HERRERA, César V. & GARCÍA, Marcelo. *A 10 Años de la Privatización de YPF – Análisis y Consecuencias en la Argentina y en la Cuenca del Golfo San Jorge*. In: [www.creepace.com.ar](http://www.creepace.com.ar). p. 19.

Várias mudanças ocorreram na composição acionária da companhia no período compreendido entre os anos de 1993 e 1998. A composição acionária apresentada no Gráfico 3 corresponde ao momento do início da compra da YPF pela Repsol.

**Gráfico 3 – Argentina: Participação nas Ações da YPF S.A. até 1998**



**Fonte:** KOZULJ, Roberto. Balance de la Privatización de la Industria Petrolera en Argentina y su Impacto sobre las Inversiones y la Competencia en los Mercados Minoristas de Combustibles. *Serie Recursos Naturales e Infraestructura n° 46*. Santiago (Chile): Cepal/Eclac, Julho de 2002. p. 20.

Os funcionários da companhia e as províncias, motivados por aumento dos preços das ações e por necessidade de liquidez, venderam parte de suas ações. Adicionalmente, a YPF adquiriu a companhia petrolífera Maxus, endividando-se. Entretanto, passou a atuar no Equador, Bolívia, Colômbia, Peru e Venezuela e, também, na Ásia. Tais fatores fizeram com que a composição acionária em 1998 fosse: Estado Nacional (20% + *golden share*), Províncias (4,7%), Funcionários da YPF (0,4%) e Setor Privado (74,9%<sup>36</sup>).

### 3.2.2.3 – A Aquisição da YPF S.A. pela Repsol

A venda da YPF S.A. ao grupo Repsol foi feita em duas etapas. Num primeiro momento, o Estado Nacional da Argentina vendeu a Repsol 14,99 % de suas ações por, aproximadamente, 2.011 milhões de dólares. Neste momento, a Repsol sinaliza a sua vontade de adquirir todas as ações; o governo argentino, por sua vez, apesar de dar-lhe prioridade no caso de venda, estabelece que se aparecerem outros interessados nas suas ações deverão pagar 25% a mais que a oferta da Repsol.

**Quadro 22 – Argentina: Evolução do Processo de Venda das Ações da YPF S.A.**

Composição Acionária	Julho de 1993	1998	Início de 1999	Final de 1999
<b>Estado Nacional</b>	20% + Ação de Ouro	20% + Ação de Ouro	5% + Ação de Ouro	Ação de Ouro
<b>Estados Provinciais</b>	12%	4,70%	4,70%	0%
<b>Funcionários YPF S.A.</b>	10%	0,40%	0,40%	0,40%
<b>Sistema Provisional</b>	12%	0%	0%	0%
<b>Setor Privado</b>	46%	74,90%	74,90%	1,37%
<b>Repsol</b>	-	-	14,99%	98,23%
<b>Custo Ação</b>	US\$ 19,00	US\$ 30,68	US\$ 38,00	US\$44,78
<b>Montante em Milhões</b>	US\$ 2.511	s/d	US\$ 2.011	US\$ 13.158

**Fonte:** HERRERA, César V. & GARCÍA, Marcelo. *A 10 Años de la Privatización de YPF – Análisis y Consecuencias en la Argentina y en la Cuenca del Golfo San Jorge*. In: [www.creepace.com.ar](http://www.creepace.com.ar).

No final de 1999, a Repsol compra 83, 24% das ações da YPF por 13.158 milhões de dólares a um valor de 44 dólares a ação. O Estado Nacional manteve, assim, somente a ação de

<sup>36</sup> Com relação ao setor privado, KOZULJ (2002) estima que 63,1 % das ações pertenciam a fundos privados estrangeiros e 11,8% pertenciam a agentes privados argentinos. KOZULJ, Roberto. Balance de la Privatización de la Industria Petrolera en Argentina y su Impacto sobre las Inversiones y la Competencia en los Mercados Minoristas de Combustibles. *Serie Recursos Naturales e Infraestructura n° 46*. Santiago de Chile: Cepal, Julho de 2002.

ouro<sup>37</sup>. A evolução do processo de venda das ações da YPF S.A. pode ser observada no Quadro 22.

Dois pontos são preocupantes quanto à venda da ex-estatal argentina para o grupo Repsol. O primeiro refere-se ao aumento de, aproximadamente, 25 bilhões de euros dos ativos da Repsol entre os anos de 1998 e 1999, atribuído, em sua maioria, a compra da YPF. Deste incremento de ativos, somente 26% adveio de fundos próprios da Repsol, sendo que o restante do financiamento foi feito através de dívidas de curto e longo prazos.

O segundo ponto refere-se ao elevado grau de concentração de propriedade que tal operação implicou para toda a região e, em especial, para a Argentina. A articulação financeira através do grupo BBVA e outros excede a participação no setor energético, sendo evidente o seu papel de liderança no mercado bancário latino-americano e sua participação em outras empresas privatizadas. Em 2002, segundo KOZULJ (2002), no caso do setor petrolífero a vinculação dá-se através da EG3, Oldelval, Refinor, Refisan, Astra, Pluspetrol e Mexpetrol; no caso do setor de gás natural e GLP através da Gas Natural BAN, Metrogas, Iberdrola, YPF Gas (AGIP) e Algas; e, no setor elétrico, através da Endesa, Edesur, Central Costanera, Central Dock Sud e Iberdrola.<sup>38</sup>

#### **3.2.2.4 – A Legislação que Marcou a Política Petrolífera do Final da Década de 1980 e Início da Década de 1990**

Os instrumentos utilizados no processo de privatização e desregulamentação do setor petrolífero argentino podem ser divididos em instrumentos globais e instrumentos específicos para a política petroleira. Os instrumentos globais foram: 1) Lei n.º 23.696/89 de Reforma do Estado<sup>39</sup> e Decreto Regulamentar n.º 1.105/89, que facultavam ao Poder Executivo privatizar inclusive a YPF; 2) Lei n.º 23.697/89 de Emergência Econômica, complementar à anterior;

---

<sup>37</sup> A ação de ouro do Estado outorga-lhe o direito de dar acordo para a venda total da empresa por parte da Repsol a terceiros (e para a mudança de sede) e lhe permite ter um diretor de doze e um síndico de três. Por sua parte, o Estado espanhol deve autorizar a venda de mais de 10% da Repsol, atribuição que permanecerá até o ano de 2006. KOZULJ (2002), op. cit., p. 21.

<sup>38</sup> Idem. p. 23.

<sup>39</sup> Através da Lei n.º 23.696/89 de Reforma do Estado, estabelecia-se: 1) a intervenção da YPF e outorga aos interventores de poder e da possibilidade de seu uso; 2) a disponibilização de funcionários e demissão; 3) o início de um regime de demissão voluntária; 4) o pagamento de indenizações, em alguns casos, acima do estabelecido por lei; 5) a suspensão de todo o tipo de subsídios sociais; 6) a demissão de todos aqueles que fossem contrários à política a ser implementada; etc.

3) Decreto n.º 1.224/89, que suspendeu a proteção à indústria nacional; e d) Decreto n.º 1.225/89, que deu igualdade de tratamento ao capital estrangeiro.<sup>40</sup>

Os instrumentos específicos do setor, que definiriam a nova política petroleira, foram os decretos n.º 1.055 (10/10/89), n.º 1.212 (08/11/89) e n.º 1.589 (27/12/89).<sup>41</sup> Esses instrumentos serão vistos de acordo com a ordem em que foram criados.

- **Decreto nº 1.055 de 10 de Outubro de 1989**

O Decreto nº 1.055 foi orientado, especialmente, à privatização das jazidas de hidrocarbonetos. Eliminava a obrigatoriedade de compra do petróleo que tinha a YPF e dava, ao mesmo tempo, às empresas privadas, liberdade de comercializar o petróleo no mercado interno e no mercado externo, através das seguintes medidas:

- 1) regulamentou-se uma nova forma de concessão mediante o pagamento de um direito de exploração;
- 2) autorizou-se um plano para que as empresas privadas se associassem à YPF;
- 3) obrigou-se a YPF devolver ao Estado Nacional as áreas que até aquele momento eram de seu interesse exploratório, com o objetivo de ampliar a oferta de áreas possíveis de serem privatizadas; e
- 4) declarou-se a livre disponibilidade dos hidrocarbonetos que fossem produzidos através dos contratos correspondentes ao 5º chamado do Plano Houston<sup>42</sup>, ou seja, no caso de descoberta de novas jazidas de petróleo, as empresas que descobrirem-nas podem exportar ou vender internamente o petróleo.<sup>43</sup>

---

<sup>40</sup> Através dos instrumentos gerais propiciou-se a privatização das empresas públicas, modificou-se a política de preços dos hidrocarbonetos, suspenderam-se os subsídios compensatórios, afetou-se o pagamento de *royalties*, deu-se igualdade de tratamento ao capital estrangeiro e nacional, suspendeu-se a lei de compra nacional, mudou-se a jurisdição da *Secretaría de Energía*, aprofundou-se o programa de privatizações petrolíferas, autorizou-se a capitalização da dívida externa como mecanismo as referidas privatizações e, por fim, criou-se a conversão monetária sobre a paridade fixa de equivalência 1 peso = 1 dólar norte-americano.

<sup>41</sup> Entre os anos de 1990 e 1991 foram baixados um grande número de decretos e resoluções que complementaram os decretos referidos. Este pacote de instrumentos normativos envolveu todo o espectro de atividades do *upstream* e do *downstream*.

<sup>42</sup> Em 1985, ocorreu a divulgação do *Plan Houston*, no qual estavam previstas alterações nos contratos firmados pela *Yacimientos Petrolíferos Fiscales* (YPF) com a iniciativa privada, visando flexibilizá-los para atrair o investimento externo para as atividades de exploração e produção.

<sup>43</sup> No *upstream*, a produção resultante da atividade de exploração de petróleo é de propriedade do contratante, não existindo mais a obrigatoriedade de cumprimento de plano de trabalho que incluía a perfuração de poços de exploração.

- **Decreto nº 1.212 de 8 de Novembro de 1989**

O Decreto nº 1.212 estabelecia uma série de medidas de desregulamentação do setor, que eram as seguintes:

- 1) eliminação do sistema de distribuição de cotas do óleo cru entre as refinarias;
- 2) eliminação do requisito de autorização prévia para importar petróleo e derivados;
- 3) liberdade de preços ao público e em cada uma das etapas de comercialização;
- 4) possibilidade de instalar refinarias sem autorização estatal e desregulamentação da entrada de venda a varejo; e
- 5) ampliava-se o mercado de petróleo de “*livre disponibilidade*” com a “*reconversão*” dos contratos de exploração preexistentes, ao regime de concessão ou de associação com a YPF.

- **Decreto n.º 1.589 de 27 de Dezembro de 1989.**

O Decreto nº 1.589 ampliava o mercado de petróleo de livre disponibilidade, dando aos que fizeram os contratos do Plano Houston anteriores ao 5º Chamado (estes estão ainda na etapa de exploração prévia) a opção de obter a livre disponibilidade no momento da exploração.

As medidas que completaram a desregulamentação do mercado foram:

- 1) liberdade de exportação e importação, assegurando a isenção presente e futura de impostos aduaneiros sobre o petróleo e os seus derivados;
- 2) livre disponibilidade de divisas aos produtores com livre disponibilidade de petróleo e gás (ainda que sejam vendidos no mercado local);
- 3) garantias de preços, quando estabelece que se o governo restringisse a exportação de petróleo ou derivados, os produtores, refinadores e exportadores receberiam um valor equivalente ao internacional;
- 4) outorga, no futuro, de concessões de transportes por dutos e de autorizações para a instalação de obras complementares (armazenagem, carga e despacho); até que se alcancem as condições de competitividade, dispõem-se que as tarifas de transporte sejam reguladas pela Secretaria de Energia.<sup>44</sup>

---

<sup>44</sup> ROCA, Maria Alicia Gallego e KARAKACHOFF, Diego. Desregulación petrolera: ¿un cambio de política? *Serie de Estudios*. N° 6. Dezembro de 1992. pp. 7-10.

### 3.2.3 – O Impacto da Reestruturação Petrolífera Argentina no Segmento *Upstream*: uma Análise Crítica

A produção de petróleo na Argentina, antes mesmo do início do processo de privatização, já possuía uma participação significativa do setor privado referente aos contratos outorgados em 1958-62, 1966-72 e 1976-83 (detalhados neste Capítulo). (Quadro 23).

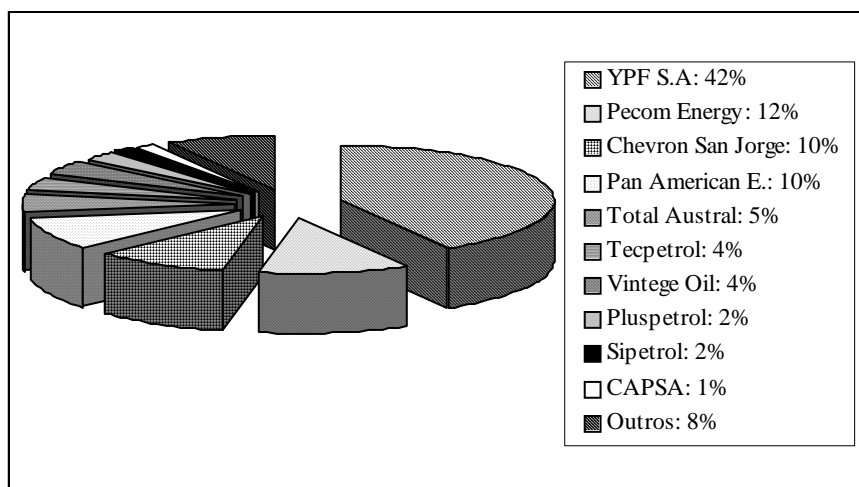
**Quadro 23 – Argentina: Participação da YPF na Produção de Cru Antes das Reformas**

Período	YPF Administração (%)	YPF Contratos (%)
1959-1962	78,2	21,8
1963-1965	69	31
1966-1972	72,8	27,2
1973-1975	72,3	27,7
1976-1982	69,1	30,9
1983-1989	68,5	31,5
1990	62,3	37,7

**Fonte:** KOZULJ, Roberto. Balance de la Privatización de la Industria Petrolera en Argentina y su Impacto sobre las Inversiones y la Competencia en los Mercados Minoristas de Combustibles. *Serie Recursos Naturales e Infraestructura n° 46*. Santiago de Chile: Cepal, Julho de 2002.

Um dos objetivos da privatização do setor petrolífero argentino foi o aumento da concorrência. Entretanto, o que se observa é uma alta concentração do mercado e a presença de um *player* dominante: Repsol-YPF. No ano de 2001, se for considerada a compra da ASTRA e a participação na Pluspetrol Energy, a alta concentração do mercado torna-se evidente. O Gráfico 4 mostra a produção de petróleo, em percentual, por operador no ano de 2001.

**Gráfico 4 – Argentina: Produção de Petróleo por Operador em 2001**



**Fonte:** SECRETARÍA DE ENERGÍA. In: IAE “GRAL MOSCONI”. *Relatório Anual – 2002*. [www.iae.org.ar](http://www.iae.org.ar).

A análise quanto aos investimentos feitos no setor petrolífero argentino, dada a ausência de séries de dados históricos em termos monetários, será feita através da avaliação da evolução das reservas comprovadas, produção, perfuração de poços etc. O Quadro 24 apresenta um resumo da análise da origem dos incrementos da produção.

**Quadro 24 – Argentina: Resumo da Análise da Origem dos Incrementos da Produção, por Tipo de Áreas (1990-1994 e 2000)**

Ano	1990	1994	2000	Incremento 1990-1994 em m <sup>3</sup> /dia	Em %	Incremento 1990-2000 em m <sup>3</sup> /dia	Em %
Áreas Centrais	12833	13641	12337	808	2,4	-496	-1,1
Bacias	3359	5650	6119	2291	6,8	2760	6
Áreas Marginais	2909	4133	5016	1224	3,6	2107	4,6
Contratos Reconvertidos	23126	23887	21620	761	2,2	-1507	-3,3
Velhas Concessões	1290	1037	2080	-253	-0,7	790	1,7
Plan Houston	33	7956	8354	7923	23,4	8321	18,2
Outras	5337	3298	3794	-2039	-6	-1543	-3,4
Subtotal Áreas Privatizadas	48887	59602	59320	10716	31,6	10433	22,9
YPF e Áreas Cedidas a Total e Outras	27837	50994	63055	23157	68,4	35218	77,1
Chihuidos+San Roque+Aguada Pichana	-	-	27777	s/d	-	27777	60,8
<b>Total</b>	<b>76723</b>	<b>110596</b>	<b>122374</b>	<b>33873</b>	<b>100</b>	<b>45651</b>	<b>100</b>

**Fonte:** KOZULJ, Roberto. Balance de la Privatización de la Industria Petrolera en Argentina y su Impacto sobre las Inversiones y la Competencia en los Mercados Minoristas de Combustibles. *Serie Recursos Naturales e Infraestructura n° 46*. Santiago de Chile: Cepal, Julho de 2002.

O aumento da produção, como pode ser observado no Quadro 24, adveio do esforço exploratório prévio do Estado argentino. Adicionalmente, os investimentos do setor privado pós-privatização obtiveram uma alta rentabilidade proveniente da incorporação da produção das áreas centrais e da alta produtividade média dos poços (regiões de reservas já comprovadas pela YPF antes da privatização e que não entraram na auditoria da consultora norte-americana *Gaffney, Cline y Asociados* em 1989). As reservas provadas pela YPF e, de certa forma, ignoradas pela consultora, representam atualmente a incorporação de reservas.

O Quadro 25 mostra a evolução das reservas provadas, da produção de petróleo e da relação R/P da Argentina. Observa-se que nos anos imediatamente posteriores à privatização da YPF a relação R/P caiu de 10 anos para 8 anos, mostrando que não ocorreu um adequado incremento nas mesmas. Um dos objetivos da reforma foi, exatamente, o aumento desta relação.

**Quadro 25 – Argentina: Reservas Provadas, Produção de Petróleo**

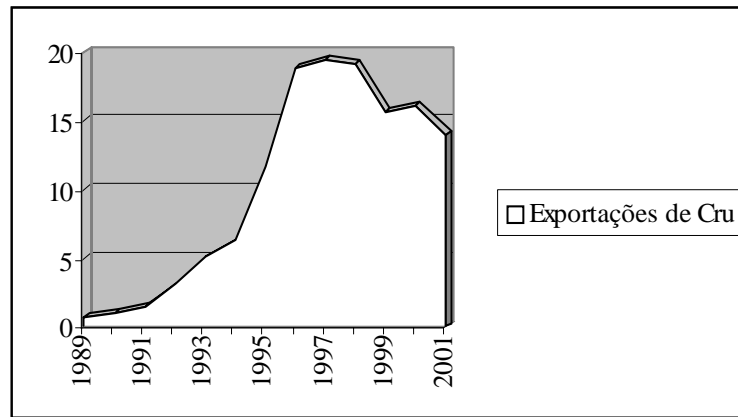
<b>Anos</b>	<b>Reservas de Petróleo (Bilhões de Barris)</b>	<b>Produção de Petróleo (Mil b/d)</b>	<b>Relação Reser./Prod. (anos)</b>
<b>1980</b>	2,5	506	13
<b>1985</b>	2,2	491	13
<b>1990</b>	1,9	517	10
<b>1991</b>	1,7	526	9
<b>1992</b>	1,6	587	8
<b>1993</b>	2,0	630	8
<b>1994</b>	2,3	695	9
<b>1995</b>	2,4	758	9
<b>1996</b>	2,6	823	9
<b>1997</b>	2,6	877	8
<b>1998</b>	2,8	890	8
<b>1999</b>	3,1	847	10
<b>2000</b>	3,0	819	10
<b>2001</b>	2,9	829	10
<b>2002</b>	2,8	808	10
<b>2003</b>	3,2	793	11

Fonte: BP-Statistical – 2004.



Juntamente com o aumento da produção de petróleo, ocorreu o aumento do volume de exportações do cru. Até o início da década de 1990, a Argentina destinava sua produção de hidrocarbonetos ao consumo interno, sendo a exportação, neste caso, absolutamente marginal. Com a privatização, a exportação de hidrocarbonetos tornar-se um importante objeto de análise setorial. O aumento da produção, o não acompanhamento do aumento do nível de reservas e o crescimento das exportações explicam a queda na relação R/P e identificam um exaustão precoce das reservas petrolíferas nacionais.

**Gráfico 5 – Argentina: Evolução das Exportações de Cru (Milhões m<sup>3</sup>)**



Fonte: Secretaría de Energía. In: [www.energia.mecon.ar](http://www.energia.mecon.ar).

O Gráfico 5 apresenta uma evolução das exportações de cru e o Quadro 26 mostra a relação entre exportação e produção de cru. Observa-se que no ano de 1996 ocorre o máximo da relação Exportação/Produção em território argentino: 41%; ou seja, 41% da produção de petróleo argentino era direcionada para o abastecimento do mercado externo. Internamente, tal fato ocasionou uma séria crise de abastecimento de energia e fez com que o governo federal tomasse várias medidas, dentre elas, o aumento dos impostos de exportação<sup>45</sup> e a criação de uma empresa estatal – ENARSA (Energia Argentina Sociedade Anônima).

<sup>45</sup> Segundo o jornal O ESTADO DE SÃO PAULO (2004), com o objetivo de desestimular as exportações de petróleo, o governo argentino anunciou, em maio de 2004, o aumento do imposto sobre as exportações, que passaram de 20% para 25%. A idéia é que o petróleo permaneça na Argentina para atender o consumo interno. O ESTADO DE SÃO PAULO. Argentina Volta a Ter Estatal de Petróleo. 12 de Maio de 2004.

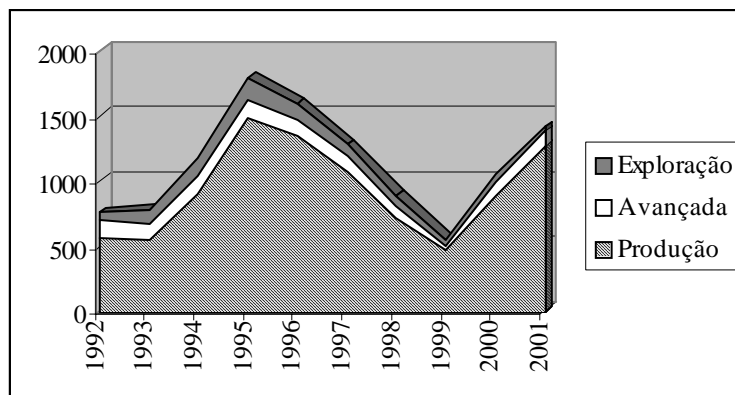
**Quadro 26 – Argentina - Petróleo: Exportação, Produção, Relação entre Exportação e Produção (Milhões de m<sup>3</sup>)**

Ano	Exportação	Produção	Exportação/Produção
1989	0,688591	27,661	2%
1990	1,036211	28,427	4%
1991	1,43777	29,513	5%
1992	3,06594	32,245	10%
1993	5,033037	34,467	15%
1994	6,290606	38,732	16%
1995	11,582032	41,739	28%
1996	18,859715	45,569	41%
1997	19,452189	49,212	40%
1998	19,1848	49,145	39%
1999	15,611409	46,507	34%
2000	16,099798	41,667	39%
2001	14,000216	45,161	31%

**Fontes:** 1 - Secretaría de Energía. In: [www.energia.mecon.ar](http://www.energia.mecon.ar). 2 – Secretaría de Energía. *Boletín Anual de Reservas de Hidrocarburos – 2002*. Buenos Aires (Argentina): Secretaría de Energía, Novembro de 2004.

Outro ponto que mostra que não houve uma exploração de risco conveniente como a requerida nos objetivos da reforma da indústria de petróleo foi a evolução da quantidade total de poços terminados de petróleo e gás natural apresentada no Gráfico 6. No ano de 1995, tem-se o maior número de poços terminados referentes às atividades conjuntas de petróleo e gás natural (1788 poços). O valor mínimo de poços terminados no período analisado, ou seja, pós-privatização, é o do ano de 1999 (538 poços). Há uma queda de 70%.

**Gráfico 6 – Argentina: Evolução da Quantidade Total de Poços Terminados (Petróleo e Gás Natural)**

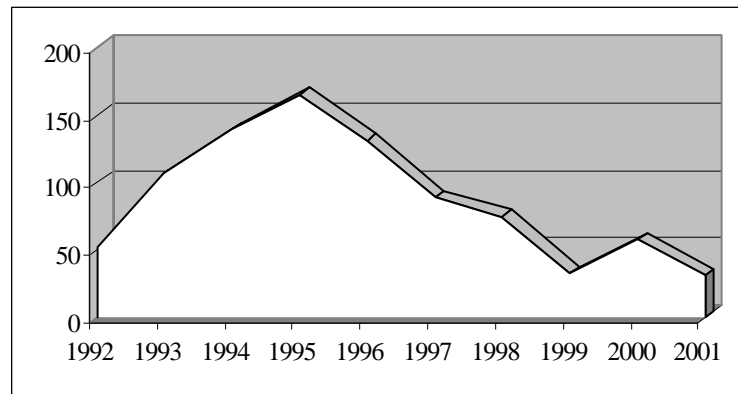


**Fonte:** SECRETARÍA DE ENERGÍA. In: IAE "GRAL MOSCONI". *Relatório Anual – 2002*. [www.iae.org.ar](http://www.iae.org.ar).

Adicionalmente, o Gráfico 7 mostra a baixa atividade de perfuração de poços de exploração; dado este que pode identificar uma das causas da reduzida incorporação de reservas comprovadas. A avaliação conjunta do incremento da produção em áreas centrais da ex-estatal, o incremento de reservas provadas com a reduzida evolução da quantidade de poços de exploração de petróleo mostra que o investimento de risco (descoberta de novas áreas de produção) não tem ocorrido na Argentina.

Outro dado a ser destacado refere-se ao êxito em exploração citado por KOZULJ (2002); tal percentual passou de 19% no período 1970-78, para 27% em 1983-1989 (período imediatamente anterior às reformas setoriais), chegando a ser 56% em 1995-2000.<sup>46</sup>

**Gráfico 7 – Argentina: Evolução da Quantidade de Poços de Exploração de Petróleo**



Fonte: SECRETARÍA DE ENERGÍA. In: IAE “GRAL MOSCONI”. *Relatório Anual – 2002*. [www.iae.org.ar](http://www.iae.org.ar).

Por fim, analisa-se o outro motivo da reforma, qual seja, redução do preço interno do cru. Como se pode observar no Quadro 27, o preço do cru aumentou antes mesmo da privatização da YPF, já que a desregulamentação do setor pressupunha o alinhamento dos preços internos com os preços internacionais.

<sup>46</sup> KOZULJ (2002), op. cit..

**Quadro 27 – Argentina: Preços Internacionais e Locais de Cru**

Ano	NyMEX Light Sweet Crude	Navajo WTXI	WTI	Arabian Light	Exportação Argentina	Interno (Neuquén)	Interno (Média)
	(\$ BBL)	(\$ BBL)	(\$ BBL)	(\$ BBL)	(US\$ BBL)	(US\$ BBL)	(US\$ BBL)
1989	19,7	18,7	19,7	16,8	16,5	11,6	11
1990	26,1	25,4	24,5	20,2	19	18,9	18,2
1991	21,5	20,3	21,5	17,4	18,6	18,6	17,9
1992	20,5	19,1	20,6	17,9	17,6	17,8	17,1
1993	18,4	16,8	18,5	15,7	16,6	16,5	15,9
1994	17,4	15,8	17,2	15,4	13,7	14,6	14,4
1995	18,4	16,8	18,4	16,7	15,8	16,2	15,7
1996	22,6	20,9	22,2	19,9	19,5	20,4	19,4
1997	20,9	19	20,6	18,7	17,9	19,5	19,3
1998	14,3	11,7	14,4	12,2	11,5	13,1	12,1
1999	19,6	16,5	19,3	17,5	16	17,1	16,9
2000	30,3	27,4	30,4	26,8	26,6	28,8	28,5
2001	27,5	24,4	27,7	24,8	23,6	25,9	24,8

**Fonte:** KOZULJ, Roberto. Balance de la Privatización de la Industria Petrolera en Argentina y su Impacto sobre las Inversiones y la Competencia en los Mercados Minoristas de Combustibles. *Serie Recursos Naturales e Infraestructura n° 46*. Santiago de Chile: Cepal, Julho de 2002. p. 45.

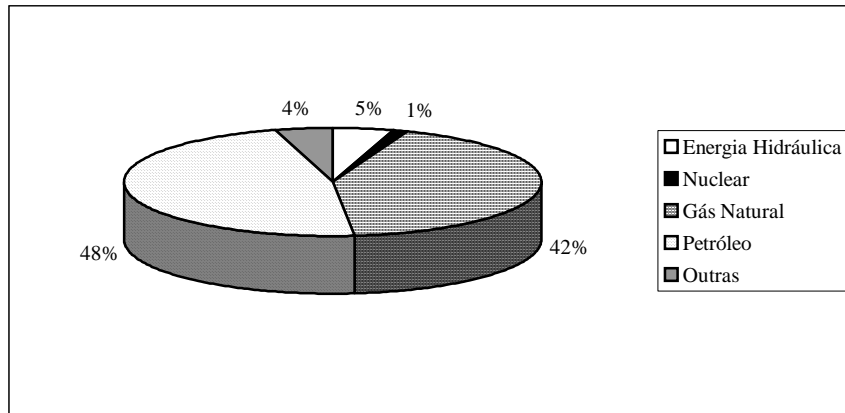
### 3.2.4 – A Crise do Estado Mínimo e o Ressurgimento do Estado Empresário: a ENARSA

O Ministro de Obras Públicas da Argentina Julio De Vido anunciou no dia 11 de maio de 2004 a criação de uma nova estatal argentina, a Energia Argentina Sociedade Anônima (ENARSA). O principal atrativo da nova estatal são permissões de exploração e produção de todas as áreas petrolíferas localizadas na plataforma continental argentina. A idéia de formação da estatal advém de um conjunto de medidas do governo argentino para combater a crise de desabastecimento de energia. Segundo o governo, as empresas privatizadas não fizeram investimento no setor desde o ano de 1997.

No entanto, a criação de uma empresa estatal deve fazer parte de uma política energética nacional, deve ser condizente com o objetivo a ser alcançado e, por fim, deve ser coerente com o marco regulatório vigente. Neste ínterim, a crise de abastecimento de energia e o precoce esgotamento do modelo de Estado Mínimo requer uma total reestruturação dos seguintes pontos referentes ao setor petrolífero: 1) o alinhamento dos preços internos de hidrocarbonetos com os preços internacionais ; 2) a falta de investimento em exploração; 3) o descontrole das exportações de hidrocarbonetos; 4) a redução da relação R/P; e 5) o baixo nível de investimentos em infra-estrutura básica.

A vulnerabilidade energética argentina quanto aos setores de petróleo e gás natural pode ser identificada na matriz energética, uma vez que juntos representam 90% das fontes de energia produzidas em 2002. (Gráfico 8). Logo, crise de energia na Argentina refere-se à crise da indústria de hidrocarbonetos.

**Gráfico 8 – Argentina: Fontes de Energia Produzidas (2002)**



**Fonte:** Secretaría de Energía. In: [www.energia.mecon.gov.ar](http://www.energia.mecon.gov.ar).

No dia 2 de novembro de 2004, foi promulgado o Decreto nº 1.692/04 que cria a companhia nacional de energia, como uma companhia mista, que operará como uma sociedade anônima controlada pelo Estado. Este decreto estabelece que a ENARSA terá uma duração de 99 anos e que seu objeto social será o estudo, a exploração e produção de hidrocarbonetos sólidos, líquidos e gasosos, assim como o seu transporte, armazenamento, distribuição, comercialização e industrialização. A estatal atuará no setor de petróleo, gás natural, energia elétrica, carvão, energia nuclear e energias não convencionais (como o hidrogênio).

O projeto de retorno do Estado Empresário na figura de uma empresa mista que opera como sociedade anônima em várias atividades da indústria de energia, inserem alguns pontos de reflexão na análise: 1) ENARSA x ENARSE – a empresa poderia ser uma sociedade de Estado em vez de uma sociedade anônima; 2) a atuação em vários setores possui pontos positivos e pontos negativos; 3) a energia nuclear deverá ou não ficar a cargo de uma só empresa de energia; 4) a plataforma continental seria propriedade da companhia que têm elevadas participações privadas e das províncias; 5) o planejamento estratégico seria feito pela *Secretaría de Energía* ou pela nova empresa; etc.

Várias são as incógnitas sobre a (re)reestruturação do setor petrolífero argentino, no entanto, o que não se tem dúvida é quanto ao fracasso da reforma da década de 90 e da privatização da YPF. A ENARSA, sem dúvida, é um grande ponto de inflexão e o caso argentino deve servir de alerta para toda a América do Sul.

### **3.3 – Colômbia**

#### **3.3.1 – A História da Indústria Petrolífera Colombiana**

##### **3.3.1.1 – A Formação da Indústria Petrolífera Colombiana: de Tubará a Criação da Estatal Ecopetrol**

Os registros históricos do uso do petróleo na Colômbia encontram-se no século XVI quando a expedição espanhola de Gonzalo Jiménez de Quesada chegou a *La Tora*, sobre o rio Magdalena, na comunidade dos Yariguíes.<sup>47</sup> Os nativos usavam o petróleo com propósitos medicinais. Pouco tempo depois, os conquistadores começaram a utilizá-lo para impermeabilizar os seus veleiros. Durante a colônia a regulação da produção de petróleo teve forte influência dos estatutos mineiros aplicados pela coroa espanhola: a produção artesanal do petróleo era feita através de concessões.<sup>48</sup>

No final do século XIX, dada a importância dos hidrocarbonetos na Colômbia, o governo outorgou as primeiras concessões para exploração e produção destes recursos. O primeiro concessionário foi o escritor Jorge Isaacs, cujos resultados não foram pertinentes. Entretanto, no ano de 1883, ocorre o primeiro descobrimento de hidrocarbonetos em *Tubará*, costa atlântica colombiana.

Em 1905, promulgou-se a legislação<sup>49</sup> que facultava ao Executivo o poder de outorgar privilégios na construção de canais e exploração do leito dos rios e pedreiras, depósitos de asfalto e óleos minerais. O governo outorgou a Roberto de Mares a concessão para explorar jazidas de

---

<sup>47</sup> O petróleo também possui vestígios em outros lugares do território colombiano: *Guajira*, *Orito*, a região de *Catatumbo* e próximo a *Lorica*.

<sup>48</sup> Os contratos de concessão outorgam ao concessionário o direito de explorar o petróleo e, em caso de descoberta viável economicamente, sua posterior produção. O Estado colombiano recebia *royalties* de 7% a 14% sobre o petróleo produzido. FERNÁNDEZ, Adriana Del P. Sánchez & DÍAZ, Juan Carlos Alzate. *Hacia una Política Petrolera de Estado*. Bogotá (Colômbia): Universidad Industrial de Santander/Centro de Estudios Avanzados, Junho de 2000. p. 2. (Monografia de Especialização em Gerência de Hidrocarbonetos).

<sup>49</sup> Decreto nº 34/05, ratificado na Lei nº 6/05.

petróleo nas áreas de *Carare* e *Opón*; e a Virgilio Barco a concessão para explorar jazidas de petróleo no atual departamento de *Norte de Santander*.<sup>50</sup>

A primeira concessão conduziu à descoberta, em 1918, de um campo gigante, o *Cira-Infantas*.<sup>51</sup> A produção deste campo foi iniciada em 1921 e, com ela, a construção da refinaria de Barrancabermeja e os oleodutos até a costa do Mar Caribe colombiano. Já com a segunda concessão (concessão Barco) foi descoberto o Campo Tibú.

De acordo com ROVNER (1994),

*“De Mares se vio obligado a postergar varias veces el inicio de la explotación petrolera por no contar con los recursos suficientes. En 1915, y de manera casual, De Mares conoció al especulador norteamericano Jonh Leonard, quien se interesó en el negocio. Leonard viajó a lo que se conocería como la Concesión De Mares, y de regreso a su país interesó a tres de sus compatriotas: George Crawford, Joseph Trees y Michael Benedum. Años más tarde este último narra la fascinación que les causó el potencial de la zona en donde ‘la tierra olía a petróleo’, aunque se preguntaban sobre cómo se las ‘arreglarían com los cazadores de cabezas de la región, las serpientes venenosas y las boas constrictoras’. En 1916 Crawford, Trees y Benedum fundaron la Tropical Oil Company en Wilmington, Delaware. Tres años después, el gobierno colombiano aprobó el traspaso de la Concesión a la Tropical y cuatro años más tarde las acciones de ésta fueron vendidas a la International Petroleum Company de Toronto, una subsidiaria de la poderosísima Standard Oil de New Jersey. Así, la Standard se hizo a los promisorios campos petrolíferos de ça Concesión de Mares, que en 1927 representaban su principal fuente de explotación fuera de los Estados Unidos.”[grifo nosso]*<sup>52</sup>

Entre 1920 e 1940, várias companhias, tais como Mobil, Texaco, Gulf, Intercol (Exxon), Richmond e Shell desenvolveram atividades de *upstream* mediante contratos de

<sup>50</sup> ROVNER, Eduardo Sáenz. La Industria Petrolera en Colombia, concesiones, reversión y asociaciones. In: *Revista Credencial Historia*. Edição nº49. Bogotá (Colômbia), janeiro de 1994.

<sup>51</sup> Mais tarde, o campo gigante Cira-Infanta passou a ser produzido pela *Tropical Oil Company*, cujas ações pertenciam a *Standard Oil New Jersey*. Cabe frisar que, depois de várias disputas judiciais, tal concessão foi revertida ao Estado colombiano em agosto de 1951, que passou a ser exercida pela Ecopetrol.

<sup>52</sup> ROVNER (1994), op. cit..

concessão.<sup>53</sup> Através destas concessões foram descobertos o Campo Casabe em 1941 pela Companhia de Petróleo Shell de Colômbia na concessão Yondó e o Campo Velásquez em 1946.

No final do ano de 1948, o Congresso colombiano aprovou uma lei<sup>54</sup>, autorizando o governo colombiano a criar uma empresa que poderia ser mista ou oficial, com participação de capital estrangeiro. Três anos depois (1951), criou-se, através do decreto presidencial (Decreto nº 30/51), uma estatal para assumir a *Concesión De Mares*, que seria revertida ao Estado em agosto de 1951.

Os executivos locais da *Tropical* tinham a intenção de participar da nova empresa que havia sido criada, no entanto, os altos funcionários executivos da *Standard Oil* (EUA) não admitiriam trabalhar em uma empresa controlada pelo Estado da Colômbia. Por sua vez, a permanência da *Standard* na Colômbia foi julgado estratégico pela embaixada dos Estados Unidos em Bogotá. A justificativa era assegurar reservas petrolíferas no continente sul americano, reduzindo, ao máximo, a dependência quanto aos recursos não renováveis do Oriente Médio, região de constantes conflitos.

Além desses interesses, a indústria petrolífera nacional representava conflitos entre o sindicato dos trabalhadores – *Unión Sindical Obrera* (USO) e os industriais locais – *Asociación Nacional de Industriales* (ANDE). Por um lado, o sindicato encontrava-se motivado pela nacionalização da indústria em outros países latino-americanos (Bolívia e México, por exemplo) e, também, queriam a nacionalização do setor petrolífero colombiano. Por outro lado, os industriais queriam controlar a nova empresa e eram contrários à nacionalização da indústria.

O conflito foi resolvido com a criação da estatal Ecopetrol e com a aceitação, por parte do governo colombiano, da proposta da *Internation Petroleum Company* (outra subsidiária da *Standard*), qual seja, a Ecopetrol produziria os campos petrolíferos da antiga concessão com a assessoria da multinacional e a expansão da refinaria em *Barrancabermeja* seria feita através do empréstimo do capital da empresa internacional. Assim, no dia 25 de agosto de 1951, a *Concesión de Mares* foi revertida à Nação da Colômbia.

---

<sup>53</sup> A partir de 1928 passou-se a discutir o desenvolvimento da indústria petrolífera colombiana. Este debate deu origem a Ley nº 37/31, que identificou os contratos de concessão como a figura jurídica mais adequada a estrutura econômica da Colômbia no início do século XX. Tal lei e seus decretos regulamentários configuraram, em 1953, o denominado *Código de Petróleos* (Decreto Legislativo nº 1.056/53).

<sup>54</sup> Lei nº 165/48.



### 3.3.1.2 – A Ecopetrol e a Política Petrolífera Colombiana

A estatal petrolífera colombiana, Ecopetrol, foi criada com o objetivo inicial de assumir a conflituosa concessão De Mares. Não se objetivava, inicialmente, interromper as outorgas de concessões para exploração e produção de hidrocarbonetos. Desta forma, durante o período compreendido entre as décadas de 50 e 70<sup>55</sup>, houve uma acentuada expansão nas atividades exploratórias das bacias sedimentares de *Putumayo*, *Catatumbo* e *Valles Superior, Medio e Inferior del Magdalena* com os poços de Orito (Texaco), Río Zulia (Chevron) e Payoa (Esso-Cities Services), dentre outros.

Os contratos de concessão permitiam o congelamento de áreas por parte das concessionárias sem a obrigação de executar trabalhos exploratórios. Por este principal motivo, e devido à tendência mundial de nacionalização da indústria petrolífera, foi promulgada uma legislação<sup>56</sup> em 1969, declarando como reserva nacional toda área petrolífera do país, liberando a estatal Ecopetrol do regime ordinário de contratação e licitação. Surgiu, desta forma, o sistema contratual de associação entre a Ecopetrol e petrolíferas privadas.

Adicionalmente, os choques do petróleo da década de 1970 conduziram a um aumento exorbitante de preços de petróleo, repercutindo negativamente nos indicadores macroeconômicos colombianos, que passou a ser, em 1975, um país importador. O governo, em meio a crise, avaliou a viabilidade de alguns mecanismos de conservação e substituição de energia e, além disso, o sistema tradicional de concessões na atividade *upstream*.

Neste contexto, no ano de 1974, foi expedido um decreto<sup>57</sup> substituindo o sistema de concessão pela produção direta a cargo da estatal Ecopetrol ou pelos contratos de associação<sup>58</sup>

<sup>55</sup> Especificamente em 1955, o Estado colombiano outorgou à *Internation Petroleum Company* as concessões *El Roble-605*, *El Conchal-625* e *El Límon-604*. Já em 1956, foi-lhe outorgado a concessão *Neiva-540*. Cabe frisar que, estas concessões foram revertidas ao Estado colombiano, sendo operadas, em 2004, pela Ecopetrol.

<sup>56</sup> Lei nº 20/69.

<sup>57</sup> Decreto Legislativo nº 2.310/74.

<sup>58</sup> Segundo FERNÁNDEZ & DÍAZ (2000), a história colombiana do Contrato de Associação pode ser dividida em três fases: 1) de 1970 a 1989 – a distribuição da produção depois do pagamento das gratificações era 50% para a Ecopetrol e 50% para a associada, ao longo da exploração dos campos comerciais descobertos; 2) de 1990 a março de 1994 – os contratos estabeleciam a distribuição da produção depois do pagamento de gratificações, com base na produção acumulada de cada contrato, iniciando com uma distribuição de 50%-50%, até alcançar uma distribuição 70%-30%, com a maior porcentagem para a Ecopetrol; e 3) a partir de março de 1994 – ocorre uma modificação na metodologia de definição da distribuição da produção de hidrocarbonetos provenientes dos contratos. Neste momento, passa-se a utilizar um sistema que contempla a rentabilidade de cada contrato através da implementação do denominado Fator R. FERNÁNDEZ & DÍAZ (2000), op. cit., p. 2.

celebrados pela estatal colombiana do petróleo com pessoas físicas ou jurídicas, nacionais ou estrangeiras. A prioridade passou a ser a exploração de hidrocarbonetos; a produção, entretanto, caiu e iniciou-se o período de importação de 1975 a 1985. O Quadro 28 apresenta o histórico dos contratos de associação, que já existiam desde 1955 na Colômbia.

**Quadro 28 – Colômbia: Histórico dos Contratos de Associação**

Ano	Subscrito no Ano	Vigentes	Ano	Subscrito no Ano	Vigentes
1955	1	1			
1970	2	3	1987	24	87
1971	8	10	1988	23	94
1972	7	17	1989	20	86
1973	13	24	1990	24	89
1974	11	24	1991	22	92
1975	9	30	1992	13	84
1976	11	31	1993	9	82
1977	8	28	1994	12	72
1978	11	29	1995	15	83
1979	9	26	1996	18	97
1980	18	41	1997	17	104
1981	12	42	1998	14	111
1982	9	39	1999	1	98
1983	22	43	2000	32	115
1984	23	61	2001	28	128
1985	31	89	2002	14	114
1986	8	77	2003	21	105

Fonte: Ecopetrol. In: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co).

Com o governo de Belisario Betancourt, em 1982, as diretrizes setoriais encontravam-se de acordo com o *Plan de Desarrollo Económico y Social – 1983-1986*, “*Sector de Minas, Carbón e Hidrocarburos del Departamento Nacional de Planeación*”. Para a atividade de exploração, dentre outras metas, estabelecia-se a necessidade de criação de um mecanismo de financiamento para garantir a exploração direta do Estado colombiano; a identificação das áreas prioritárias para exploração mediante o sistema de associação (Llanos Orientales, Alto del Magdalena, Medio del Magdalena e Putumayo); e aceitação do sistema de associação como o mecanismo complementar mais apropriado para intensificar o trabalho exploratório.

Quanto à atividade de desenvolvimento e produção, as principais diretrizes eram a manutenção da política de preços como incentivo e meio para alcançar um progressivo aumento da produção nacional de hidrocarbonetos; a obtenção da auto-suficiência através da produção dos

campos Cocorná e Nare e a recuperação secundária de Casabe (Valle Medio del Magdalena), o desenvolvimento das reservas recuperáveis no Llanos Orientales (Arauca, Apiay, Trinidad, Caño Garza, Tocaría, Cravo Sur etc) e o incremento da produção dos campos existentes; e a intensificação do plano de perfuração de poços de desenvolvimento nas áreas de produção mediante associação e nas áreas de produção direta da Ecopetrol.

Logo, vê-se que a política petrolífera colombiana do período 1983-86 objetivava garantir a auto-suficiência, pois o país que havia sido auto-suficiente em petróleo de 1921 a março de 1974, converteu-se a importador no período 1975-85. O incremento no segmento *upstream* deu-se, a partir de 1983, com o descobrimento de Caño Limón. A passagem da Colômbia em exportadora de petróleo deveu-se, principalmente, a falta de uma política de longo prazo de investimentos no segmento *upstream*.

De 1986 até o final de década de 1980, continuou-se a enfatizar a atividade exploratória, com o objetivo de garantir o auto-abastecimento no médio prazo e massificar o uso do gás natural nos setores residencial e de transporte, substituindo a eletricidade e os combustíveis líquidos.

### **3.3.2 – O Processo de Reestruturação da Indústria Petrolífera Colombiana: da Constituição de 1991 a Criação da Agência Setorial em 2003**

#### **3.3.2.1 – A Reforma Macroeconômica e a Importância do Setor Petrolífero Colombiano**

A Colômbia, assim como os demais países latino-americanos, encontrava-se, no início da década de 90, em crise econômica. Neste ínterim, iniciou-se o processo de reforma do Estado colombiano com o governo César Gaviria, através da aprovação da Constituição de 1991 que quebrou o monopólio estatal em setores estratégicos da economia. A reforma trabalhista e da previdência foram feitas em 1993 e, um ano mais tarde, elaboraram-se leis que modificaram os setores de serviços públicos. A privatização, por sua vez, ocorreu, neste momento, somente em empresas de pequeno porte.

Mesmo com nova Carta Constitucional, o gasto público continuou a crescer, financiado por recursos provenientes do setor petrolífero, impostos e receita das privatizações. De 1994 a 1998, assumiu a presidência da República Ernesto Samper. As reformas foram mínimas e,

em especial, à privatização das grandes empresas prestadoras de serviços públicos. Porém, criaram-se normas regulatórias das privatizações e do prosseguimento das reformas.<sup>59</sup>

A partir do ano de 1998, foram estabelecidas políticas macroeconômicas recessivas com o objetivo de redução dos gastos público e privado. O Quadro 29 mostra os principais indicadores econômicos da Colômbia de 1990 a 2003. De acordo com os dados, observa-se que a taxa de desemprego elevou-se muito a partir de meados da década de 1990; a taxa de inflação passou a ter, por sua vez, somente um dígito. Observa-se, também, que a taxa anual de crescimento do PIB sofreu uma queda substancial a partir de 1995, chegando ao valor negativo de - 4,2% no ano de 1999 (ano de política econômica extremamente recessiva).

**Quadro 29 – Colômbia: Indicadores Econômicos (1990-2003)**

Ano	Taxa de Desemprego (%)	Inflação (%)	Taxa de Câmbio (peso/US\$)	PIB (%)	Taxa Anual de Crescimento das Exportações (%)	Taxa Anual de Crescimento das Importações (%)
1990	10,6	32,40	502,26	4,3	-	-
1991	9,4	26,80	633,05	2,1	6	-11
1992	9,8	25,10	680,10	3,5	-3	34
1993	7,8	22,60	786,67	5,2	3	48
1994	8,0	22,60	826,56	5,5	20	21
1995	9,5	19,50	912,78	5,2	19	16
1996	11,3	21,60	1.036,55	2,06	4	-1
1997	12,0	17,70	1.141,08	3,43	8	12
1998	15,6	16,70	1.427,04	0,57	-14	-5
1999	18,0	9,20	1.758,58	-4,2	16	-27
2000	19,7	8,80	2.087,42	2,92	13	8
2001	16,8	7,60	2.299,77	1,47	-6	11
2002	15,7	7,00	2.507,96	1,78	-3	-1
2003	14,6	6,50	2.877,79	3,87	9	9

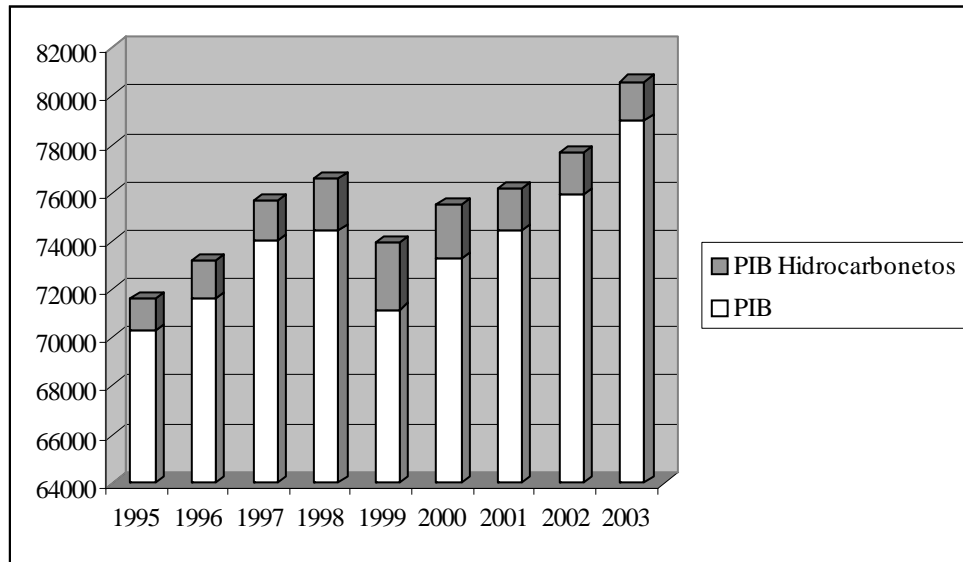
**Fonte:** DANE (Departamento Administrativo Nacional de Estadística). 2004. In: [www.dane.gov.co](http://www.dane.gov.co).

O setor petrolífero possui um papel importante na economia colombiana, como pode ser visto no Gráfico 9 e no Gráfico 10. No primeiro Gráfico vê-se a evolução da participação do setor de hidrocarbonetos no PIB nacional. Já o Gráfico 10 apresenta a composição das

<sup>59</sup> De acordo com CABALLERO ARGAEZ (2001), citado por GIRALDO (2002), “*la contracción de la economía colombiana en 1999 fue producto de un período largo (1992-1998) durante el cual el país gastó más de los que sus ingresos le permitían. Ese exceso de gasto se financió con recursos del endeudamiento externo y del interno. Ambos, sector público y sector privado, redujeron sus niveles de ahorro y elevaron su endeudamiento. La deuda pública total (interna y externa) pasó de representar un 37,5% del PIB en 1992 a un 5,4% del PIB en 1992 a un 16,8% en 1998.*” GIRALDO, Adriana Elvira Barrios. Colombia. In: PAULA, Ericson de (org.). *Energía para el Desarrollo de América del Sur*. São Paulo: Editora Mackenzie, 2002. p. 170.

exportações nacionais, em percentual, no ano de 2003. A exportação de petróleo e derivados corresponde a 26% do total; um valor acentuado para um país que não apresenta grandes volumes de reservas provadas e nem uma relação R/P adequada (7 anos em 2003).

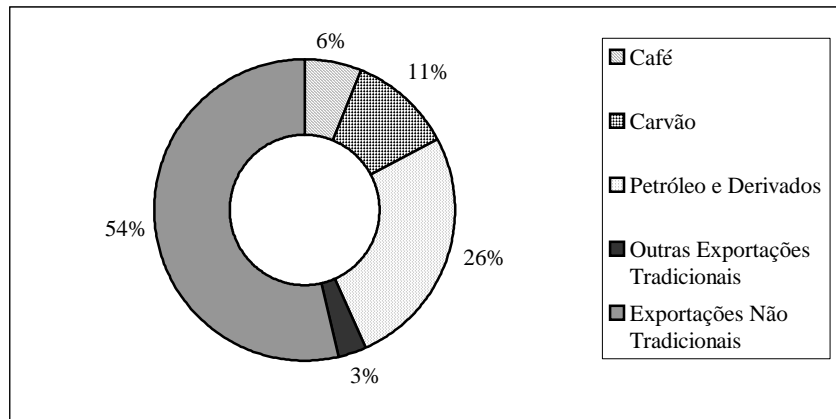
**Gráfico 9 – Colômbia: Evolução do PIB Hidrocarbonetos e do PIB Total (Bilhões de Pesos de 1994)**



Fonte: UPME. In: [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co).

Observa-se, a produção de petróleo e posterior exportação foram fundamentais para o ajuste fiscal. Critica-se, assim, a Colômbia ter se tornado um país exportador de petróleo; o que mostra a ausência de objetividade da política petrolífera durante a década de 1990 e anos posteriores.

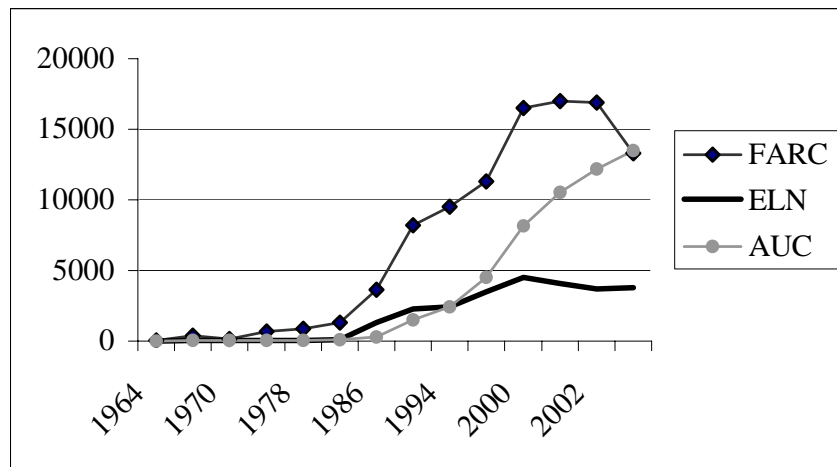
**Gráfico 10 – Colômbia: Composição das Exportações – 2003**



Fonte: DANE (Departamento Administrativo Nacional de Estadística). 2004. In: [www.dane.gov.co](http://www.dane.gov.co).

Outro ponto de extrema relevância, é o fato do desenvolvimento do setor energético colombiano encontrar-se nitidamente relacionado com os movimentos de guerrilha organizada no país. Desde os primeiros contratos de concessão para a exploração e produção de hidrocarbonetos até os dias atuais, o petróleo faz parte do conflito social do país.<sup>60</sup> Com a descoberta, em 1983, de Caño Limón (Arauca), o oleoduto que permite a exportação de petróleo foi objeto de constantes atentados por parte da guerrilha.<sup>61</sup>

**Gráfico 11 – Colômbia: Membros de Organizações Terrorista**



**Fonte:** ESCHAVARRIA, Jorge Alberto Uribe. *Working Towards a Secure Colombia*. Colômbia: Ministério da Defesa Nacional, 10 de Março de 2004. (Apresentação).

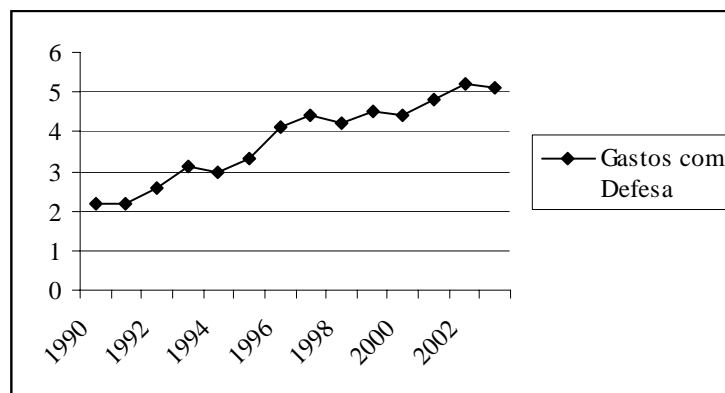
<sup>60</sup> O conflito entre as empresas petrolíferas e os povos indígenas na Colômbia merecem destaque. Em 1921, a Corte Suprema de Justiça analisou o contrato celebrado entre San Andrés de Sotavendo e Vellojín y Cabrales e identificou três problemas jurídicos relacionados à questão indígena: 1) se os terrenos de resguardos dos indígenas cedidos aos municípios pela Lei nº 55 eram ou não baldios; 2) pronunciou-se à Corte sobre o alcance do artigo 38 da Lei nº 89 de 1890, cuja dúvida era se durante a indivisão dos resguardos os indígenas teriam o domínio ou somente o usufruto deste; e 3) se em virtude da cessão que a Lei nº 55 de 1905 fez aos municípios dos terrenos dos resguardos, estes passaram a ser, juntamente com o subsolo, propriedade de tais entidades territoriais. A decisão da Corte Suprema de Justiça foi que os indígenas eram plenos proprietários dos terrenos dos resguardos.

<sup>61</sup> Segundo GIRALDO (2002), “en 2001 el oleoducto Caño Limón Coveñas fue volado 917 veces, derramando 2,8 millones de barriles de petróleo al medio ambiente colombiano.” GIRALDO (2002), op. cit., p. 173.

O texto abaixo também apresenta a idéia da guerrilha como um dos principais riscos de atuação na indústria petrolífera colombiana: “Raramente mencionado, sin embargo, es el hecho que las guerrillas también están atacando los intereses petrolíferos de los EE.UU. en Colombia, específicamente los oleoductos. En 1999, por ejemplo, el oleoducto del campo de Caño Línón – explotado por los EE.UU., donde tiene su base la compañía Occidental Petroleum Co. y la Royal Dutch/Shell – fue bombardeada 79 veces.” KLARE, Michael T. Detrás del Petróleo Colombiano: intenciones ocultas. In: ALAI-AMLATINA. <http://listas.ecuanex.net.ec/pipermail/alai-amlatina/2000q4/000207.html>.

O Gráfico 11 apresenta a evolução do número de membros das organizações terroristas colombianas FARC (*Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia*), ELN (*Ejército de Liberación Nacional*) e AUC (*Auto-defensas Unidas de Colombia*). O risco político é um dos principais riscos referentes ao setor petrolífero colombiano, inibindo o investimento no segmento *upstream* e tornando extremamente caro e arriscado a atividade de transporte.

**Gráfico 12 – Colômbia: Gastos com Defesa como Percentual do PIB (1990-2003)**



**Fonte:** ESCHAVARRIA, Jorge Alberto Uribe. *Working Towards a Secure Colombia*. Colômbia: Ministério da Defesa Nacional, 10 de Março de 2004. (Apresentação).

A redução do risco político é fundamental para a entrada do investimento privado no arriscado e caro segmento *upstream*. Assim, para que se consiga maiores investimentos por parte do setor privado, o governo colombiano, através do Ministério da Defesa Nacional, tem aumentado o percentual de gastos com defesa em relação ao PIB do país. (Gráfico 12). Em 1990, os gastos com defesa representavam 2,2% do PIB e, 2003, eram 5,1% do PIB.

### 3.3.2.2 – As Recentes Transformações na Política Petrolífera Colombiana: 1990-2004

A década de 1990 representou um divisor de águas para a política do governo colombiano e para o marco regulatório. Além da Constituição de 1991 e das reformas

econômicas, ocorreu uma mudança substancial do papel do Estado no setor energético: redução de sua função empresarial e fortalecimento de sua função regulatória.<sup>62</sup>

Com relação ao setor petrolífero, ocorreu a descoberta dos campos de Cusiana e Cupiagua, considerados economicamente viáveis em 1993. Dada a política de abertura da economia, observou-se uma clara intenção de atrair mais investimentos estrangeiros para a atividade de exploração de petróleo e gás natural. O investimento no período de 1990-94 foi um dos mais altos; em 1992, para se ter uma idéia, o montante foi de US\$ 375 milhões, um acréscimo de 113% com relação ao ano de 1991. Do montante de investimento em exploração, 87% foi proveniente de operação associada e o restante proveniente da Ecopetrol.

As propostas referentes ao setor de energético, para o período compreendido entre os anos de 1994-98, eram: 1) racionalizar o uso dos energéticos, garantindo uma oferta confiável e eficiente dos mesmos; e 2) reduzir os seus custos, aumentar a sua cobertura, proteger os usuários e aumentar a contribuição das exportações para a economia do país. Com relação ao setor petrolífero, tem-se:

*“El desarrollo de la infraestructura petrolera, contempla el incremento en las actividades exploratorias, la consolidación de la red de transporte de hidrocarburos y el incremento de la capacidad de refinación del país. Para el periodo de 1995-1998 se espera que se perforen cerca de 60 nuevos pozos exporatorios al año, se eleve la producción actual de crudos de 479 KBPD a 895 KBPD al año...” “Para asegurar el adecuado abastecimiento de hidrocarburos, se seguirá promocionando la participación del sector privado en actividades de exploración, transporte, almacenamiento, distribución, refinación, comercialización y petroquímica. De otra parte, se adelantará la reestructuración de ECOPETROL, dentro de un criterio de especialización de actividades, para hacer más eficiente la participación del Estado en los diferentes negocios del sector de hidrocarburos.”<sup>63</sup> [grifos nossos]*

Até o ano de 1998, acreditava-se que as cláusulas contratuais de associação eram muito onerosas e que outros países sul-americanos apresentavam formas de contratação mais

<sup>62</sup> De acordo com o perfil do novo Estado regulador, no início da década de 1990, foram criados a *Comisión de Regulación de Energía y Gas* (CREG), que funciona desde 1994; a *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios* (SSPD), regulamentada pela Lei nº 142/94; e a *Unidad de Planeación Minero Energética* (UPME), que funciona desde 1993. No caso específico do setor petrolífero, em 2003, foi criada a *Agencia Nacional de Hidrocarburos* (ANH).

<sup>63</sup> DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. *El Salto Social. Bases para el Plan Nacional de Desarrollo 1994-1998*. Bogotá (Colômbia): Presidencia de la República, 1994.



flexíveis. Assim, algumas alterações nos contratos foram feitas para atrair os investimentos externos. Cabe ressaltar que, no entanto, os investimentos privados foram reduzidos, principalmente, devido às dificuldades geológicas, uma vez que as regiões petrolíferas exigem perfuração de grande profundidade; à excessiva carga tributária; à instabilidade institucional do país; e à insegurança do próprio empreendimento, já que algumas guerrilhas têm por alvos a própria infraestrutura petrolífera.

Com o novo governo colombiano no poder, retorna-se a ênfase na auto-suficiência e o receio da Colômbia voltar a ser um país importador de petróleo ainda em 2005. Os principais campos petrolíferos encontravam-se em declínio e não havia ocorrido a incorporação de novas reservas. Assim, o *Plan Nacional de Desarrollo – 1998-2002* previa, dentre outras metas/diretrizes, o investimento de volumes exorbitantes de recursos (US\$ 940 milhões somente em 1999) e a revisão da política sobre a participação obrigatória da Ecopetrol em novos contratos de associação e a porcentagem da participação estatal.<sup>64</sup>

A principal mudança do contrato de associação, em 1999, foi diminuir a participação da Ecopetrol de 50% para 30% a partir do momento que o campo seja declarado comercial, e mudou a forma como o *Factor R* é aplicado, acelerando a recuperação dos custos do associado. De acordo com GIRALDO (2002),

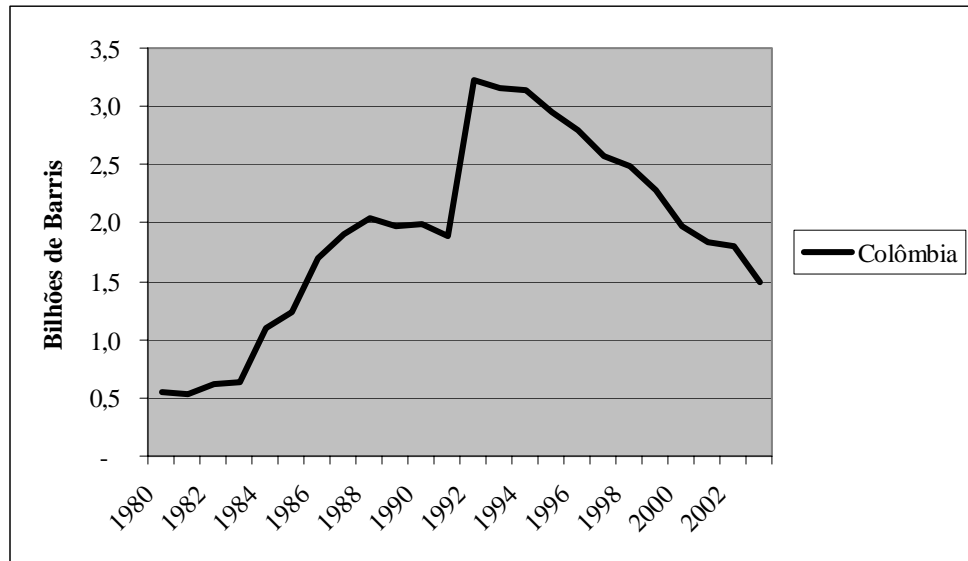
*“Cuando la producción acumulada es menor que 60 Mb de petróleo o 900 gpc de gas, la participación del asociado será el 70% después de regalías. Una vez es alcanzado ese tope, la producción se distribuye con el Factor R hasta que, si los ingresos acumulados retribuyen más de 2,5 veces los gastos, la participación del socio será del 35% y el de la petrolera estatal el 65%.”*<sup>65</sup>

Além disso, foi modificada a legislação referente ao pagamento de *royalties*, adotando-se um esquema escalonado de pagamento dos mesmos. O novo sistema de pagamento de *royalties* seria aplicado a descobertas feitas depois de 29 de julho de 1999, iniciando com 8% e podendo chegar, de acordo com a respectiva produção, até a 25%. Tais mudanças, por sua vez, não foram suficientes para modificar a situação de redução das reservas, como pode ser visto no Gráfico 13.

<sup>64</sup> DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. *Plan Nacional de Desarrollo – 1998-2002*. Bogotá (Colômbia): Presidencia de la República, 1999.

<sup>65</sup> GIRALDO (2002), op. cit., p. 176.

**Gráfico 13 – Colômbia: Reservas Provasdas de Petróleo  
(Bilhões de Barris)**



Fonte: BP-Statistical – 2004.

Em 2003, prosseguindo o processo de reestruturação da indústria de hidrocarbonetos colombiana foi criada uma agência setorial e modificada a forma de contratação para o segmento *upstream*.<sup>66, 67</sup> Até este período, a Ecopetrol era responsável pela expansão e o controle da indústria petrolífera nacional, exercendo atividades executivas e regulatórias; e a iniciativa privada participava através de contratos de associação firmados com a companhia estatal, não havendo barreiras à entrada no *upstream* e no *downstream*.

Entretanto, com a criação da Agência Nacional de Hidrocarbonetos (ANH), cujo objetivo primordial é a administração integral das reservas de hidrocarbonetos de propriedade da Nação colombiana, retirou-se da Ecopetrol suas funções regulatórias. Além das mudanças na estrutura orgânica da estatal e da criação da ANH, criou-se também a *Sociedad Promotora de Energía de Colombia*, para participar e investir em companhias que tenham atividades relacionadas com o setor energético, direta ou indiretamente.

<sup>66</sup> Decreto nº 1760/03.

<sup>67</sup> O primeiro contrato de exploração concedido pela ANH foi assinado pela PETROBRÁS em agosto de 2004, para exploração do Bloco de Tayrona no Mar do Caribe colombiano. A estatal brasileira e a americana ExxonMobil terão 40% de participação cada uma, enquanto a Ecopetrol ficará com os demais 20%. MONTEIRO, Marco Antonio. “PETROBRÁS Explorará Óleo na Área Colombiana do Mar do Caribe”. In: [www.guiaoffshore.com.br](http://www.guiaoffshore.com.br).

Atualmente, a empresa é uma Sociedade Pública por Ações dedicada exclusivamente a explorar, produzir, transportar, armazenar, refinar e comercializar hidrocarbonetos. A exploração e produção das áreas vinculadas a todos os contratos celebrados até 31 de dezembro de 2003 continua sendo exercida pela companhia.

### **3.3.2.3 – A Legislação que Marcou as Transformações da Política Petrolífera Colombiana**

Os principais instrumentos utilizados no processo de reforma do setor petrolífero colombiano são descritos a seguir. Todavia, os ajustes graduais proporcionados pela legislação citada não produziram os resultados esperados e a atividade de exploração teve uma queda muito acentuada depois de 1984. Ressalta-se que o processo de reforma ainda permanece inacabado.

- **Decreto nº 1994 de 1989**

O Decreto nº 1994/89 estabelece que todas as jazidas de hidrocarbonetos pertencem a Nação e define quando se considera um descobrimento.

- **Lei nº 141 de 1994**

A Lei nº 141/94 cria o *Fondo Nacional de Regalías*, a *Comisión Nacional de Regalías*, regula o direito do Estado a receber gratificações pela exploração e produção de recursos não renováveis e estabelece as regras para sua liquidação e distribuição. Estabelece, também, que a porcentagem mínima de gratificações pela produção dos recursos não renováveis de propriedade do Estado colombiano, sobre o valor da produção na boca do poço é de 20% para os hidrocarbonetos, assim como a distribuição de gratificações aos municípios ou distritos e departamentos produtores e portuários e a porcentagem que corresponde ao *Fondo Nacional de Regalías*.

- **Lei nº 142 de julho de 1994**

A Lei nº 142/94, conhecida como “*Ley del Servicios Públicos*”, rege toda a prestação de serviços públicos considerados essenciais, tais como água, saneamento básico, limpeza, energia elétrica, distribuição de gás, telecomunicações etc.. Estabelece normas especiais para os serviços de água potável, saneamento, gás e energia elétrica.

Um ponto importante desta lei para a formação do Estado regulador é a criação de órgãos reguladores – *Comisiones de Regulación* – órgãos subordinados aos ministérios respectivos, mas que possuem independência administrativa, técnica e patrimonial. Criou-se, também, a *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios* (SSPD), ligada ao *Ministerio de Desarrollo Económico*, com poder de polícia. O objetivo desta superintendência é controlar e fiscalizar a prestação dos serviços públicos de acordo com a legislação.

- **Lei nº 209 de 1995**

A Lei nº 209/95 cria o *Fondo de Estabilización Petrolera*.

- **Decreto nº 625 de 1996**

O Decreto nº 625/96 obriga o *Ministerio de Minas y Energía* a liquidar, provisoriamente, os *royalties* e compensações causada pela produção dos hidrocarbonetos de propriedade do Estado.

- **Decreto nº 1.141 de 1999**

O Decreto nº 1.141/99 modificou a estrutura do *Ministerio de Minas y Energía*.

- **Lei nº 756 de 2002**

A Lei nº 756/02 flexibiliza o regime de *royalties*.

- **Decreto nº 1760 de 2003**

O Decreto nº 1.760/03 modifica a estrutura orgânica da Ecopetrol e cria a *Agencia Nacional de Hidrocarburos* e a *Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A.*

### 3.3.3 – Uma Análise Crítica do Segmento *Upstream* Colombiano

A partir de 1974, no segmento *upstream*, as duas principais formas de atuação, na Colômbia, foram a produção direta da Ecopetrol e os contratos de associação entre a estatal e demais companhias de petróleo. Todavia, os contratos de concessão já existentes foram respeitados. O Quadro 30 resume a situação dos contratos de concessão existentes em território colombiano no final do ano de 2003.

**Quadro 30 – Colômbia: Concessões Vigentes e Propriedades Privadas  
(31 de Dezembro de 2003)**

Companhia	Número de Concessão	Nome	Data de Reversão	Área (Ha)
<b>Cuenca del Valle Superior del Magdalena</b>				11.250
<b>Hocol</b>	1161	Tello	Dic. 01/2005	11.250
<b>Cuenca de los Llanos Orientales</b>				3.093
<b>Perenco</b>	2162	Yalea	Dic. 12/2022	3.093
<b>Cuenca Valle Medio del Magdalena</b>				1.547
<b>Omimex</b>	Propriedade Privada	Velásquez	Perpetuidade	1.547
<b>Total de Áreas em Concessões</b>				15.890

Fonte: Ministerio de Minas y Energía. In: [www.minminas.gov.co](http://www.minminas.gov.co).

Em 2003, existiam 105 contratos de associação em uma área total de 5.624.373 hectares, sendo tais contratos a principal forma de contratação no segmento *upstream*. (Quadro 31).

**Quadro 31 – Colômbia: Situação dos Contratos de Associação  
(31 de Dezembro de 2003)**

	Número de Contratos	Ha
<b>Associação</b>	101	5.524.887
<b>Participação em Risco</b>	3	76.432
<b>Especial</b>	1	23.055
<b>Estudos Técnicos</b>	-	-
<b>Total</b>	105	5.624.373

Fonte: Ecopetrol. In: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co).

O Quadro 32 apresenta um resumo do estado das terras, em território colombiano, no final de 2003. Observa-se que as áreas em exploração estavam sendo operadas diretamente pela Ecopetrol ou através de contratos de associação. Com relação às áreas em produção, por sua vez, vê-se várias formas de contratos.

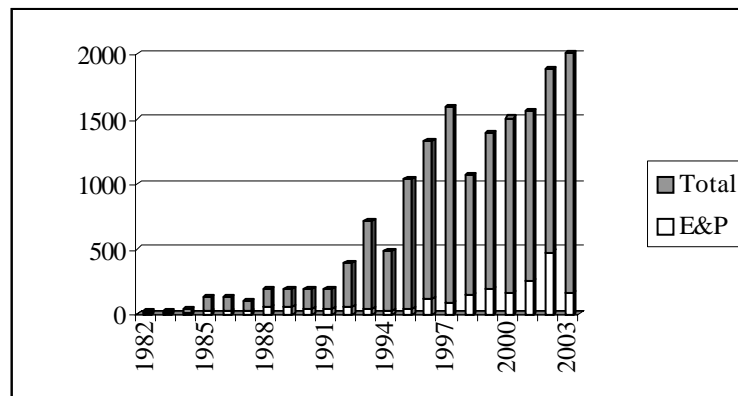
**Quadro 32 – Colômbia: Resumo do Estado das Terras  
(31 de Dezembro de 2003)**

<b>Área em Exploração</b>	<b>Ha</b>
Associação	4.604.961
Operação Direta	2.843.036
Total	7.447.997
<b>Área em Produção</b>	<b>Ha</b>
Associação	1.019.413
Operação Direta	579.956
Produção Incremental	113.854
Contrato de Serviço de Risco	7.251
Total	1.720.474
<b>Área em Concessão</b>	<b>Ha</b>
Campos Descobertos não Desenvolvidos	13.844
Total	15.890
<b>Área Disponível para Explorar (Ha)</b>	<b>94.959.789</b>
<b>Total da Área Sedimentar</b>	<b>104.185.000</b>

**Fonte:** Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración. In: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co).

A Ecopetrol não é uma empresa que investe adequadamente em tecnologia própria. O investimento em exploração e produção sempre representou um pequeno percentual do investimento total, como pode ser verificado no Gráfico 14. A abertura excessiva da indústria colombiana aos *players* privados poderia fazer com que a estatal colombiana ficasse fragilizada, devido à sua pouca possibilidade de competição (não é uma referência tecnológica como, por exemplo, a PETROBRÁS).

**Gráfico 14 – Colômbia: Investimentos da Ecopetrol  
(Bilhões de Pesos Correntes)**



**Fonte:** Ecopetrol. In: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co).

O Quadro 33 mostra os investimentos da estatal, por área, desde o ano de 1982. Somente no ano de 2002 os investimentos em E&P representaram um percentual um pouco maior do investimento total: 34,2%. Todavia, no ano seguinte, este percentual volta a cair para 8,6%.

**Quadro 33 – Colômbia: Investimentos da Ecopetrol, por Áreas**  
(Milhões de Pesos Correntes)

Anos	Cusiana Cupiagua	Operação Associada	E&P	Refino	Transporte	Investigação ICP	Gás Natural	Outros	Total
1982	-	2041	8656	3918	6815	-	-	92	21522
1983	-	3805	8131	3311	6813	-	-	224	22284
1984	-	4842	13327	3064	7248	-	-	142	28623
1985	-	65611	22484	3366	13495	-	-	1217	106173
1986	-	53634	29112	6261	16391	115	-	1011	106524
1987	-	18154	24176	9861	17688	167	-	1327	71373
1988	-	16707	57033	13998	45409	1065	-	3608	137820
1989	-	24759	57874	22165	33518	2632	-	2606	143554
1990	-	39371	46661	30986	20624	2819	-	1930	142391
1991	-	47334	41813	40483	15363	2310	-	3155	150458
1992	-	44867	58136	54550	100924	5110	-	71304	334891
1993	331823	59195	43247	139177	80204	5876	-	10646	670168
1994	127224	37665	24273	121365	127224	4264	-	14987	457002
1995	499033	63296	47702	88065	163287	2131	110462	19885	993861
1996	290600	93700	124300	111300	95900	3500	103400	377100	1199800
1997	801160	115231	94578	199037	140904	6979	60480	84322	1502691
1998	272350	118241	151603	153021	158504	7134	24410	27446	912709
1999	556395	120044	192236	164401	147631	3200	-	19051	1202958
2000	342607	339199	156823	183140	95256	5090	-	227018	1349133
2001	383000	249100	261500	273400	100500	8900	-	22600	1299000
2002	250145	271217	478416	292253	72190	6227	-	27365	1397813
2003	-	790904	158221	462270	102732	7232	-	318228	1839587

Fonte: Ecopetrol. In: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co).

O pouco investimento no segmento *upstream* possui como principal consequência o reduzido volume de reservas descobertas de petróleo. Para ser ter uma idéia, nos anos de 1996 e 1997, não foram feitas descobertas de novas reservas de petróleo na Colômbia. (Quadro 34). Há somente um aumento substancial no nível das reservas nos anos de 1998, 2002 e 2003.

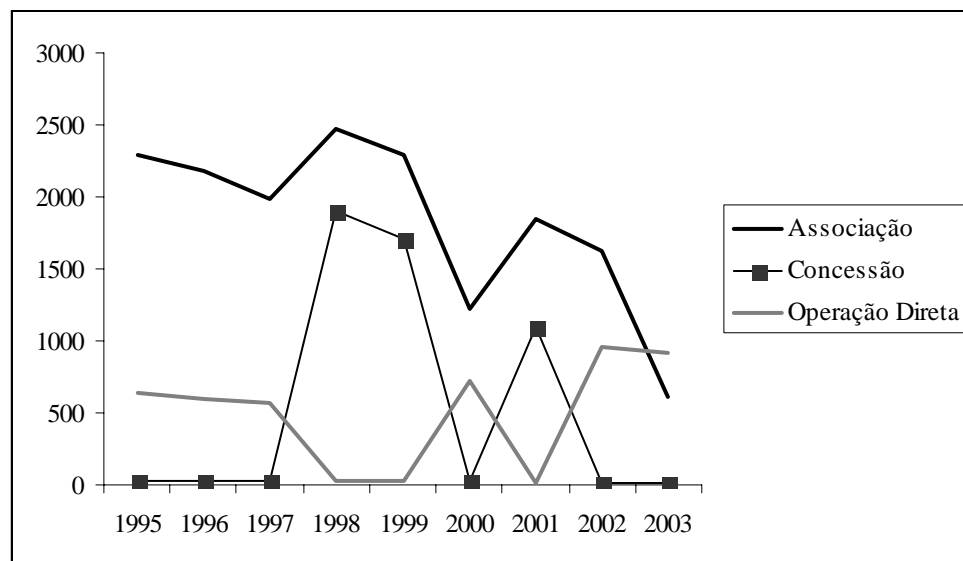
Adicionalmente, as reservas remanescentes de petróleo também encontram-se em declínio. O Gráfico 15 apresenta a evolução das reservas remanescentes de petróleo por tipo de contrato e operação direta da Ecopetrol.

**Quadro 34 – Colômbia: Reservas  
Descobertas de Petróleo  
(Milhões de Barris)**

Ano	Reservas Descobertas
1995	14,7
1996	0
1997	0
1998	92,94
1999	4,1
2000	13,2
2001	27
2002	114
2003	104,5

Fonte: UPME. In: [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co).

**Gráfico 15 - Colômbia: Reservas Remanescentes de Petróleo  
(Milhões de Barris)**



Fonte: UPME. In: [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co).

Outro ponto relevante com relação a reservas provadas e a produção de petróleo é a relação entre estas duas variáveis. A Colômbia que chegou a possuir uma R/P de 20 anos em 1992 (primeiro ano de reforma), em 2003, tem uma relação R/P de 7 anos. (Quadro 35). Agravando ainda mais a situação, o país que foi auto-suficiente em petróleo no período 1921-74 e



importador de petróleo de 1975 a 1985, atualmente é um país exportador. Os dados abaixo mostram claramente a falta de uma política de médio e longo prazos para o setor.

**Quadro 35 – Colômbia: Reservas Provadas, Produção de Petróleo**

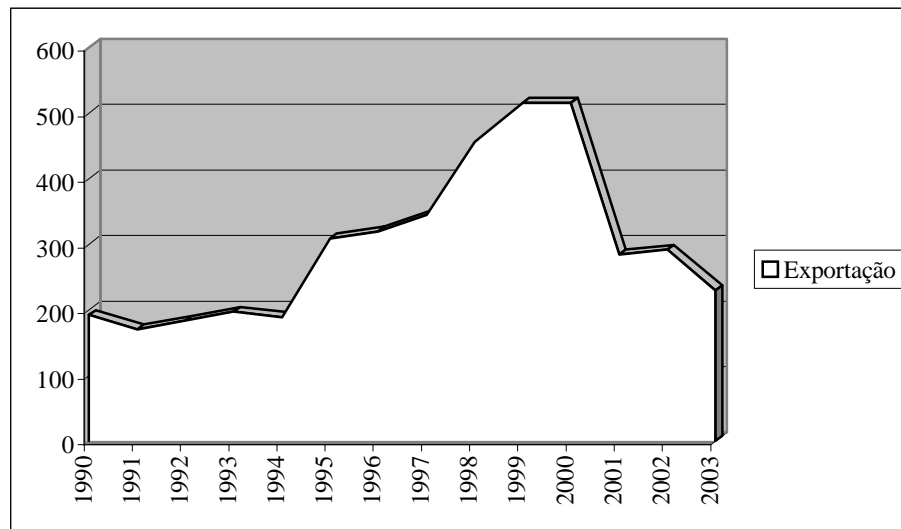
Anos	Reservas de Petróleo (Bilhões de Barris)	Produção de Petróleo (Mil b/d)	R/P (anos)
1980	0,6	131	12
1985	1,2	183	19
1990	2,0	446	12
1991	1,9	430	12
1992	3,2	442	20
1993	3,2	458	19
1994	3,1	460	19
1995	3,0	591	14
1996	2,8	635	12
1997	2,6	667	11
1998	2,5	775	9
1999	2,3	838	7
2000	2,0	711	8
2001	1,8	627	8
2002	1,8	601	8
2003	1,5	564	7

Fonte: BP-Statistical – 2004.

Para um país com R/P de somente 7 anos e com o reduzido nível de descobertas de novas reservas, a evolução do volume de exportações de cru (Gráfico 16) e a relação exportação/produção são bastante elevados, com o máximo de 74% do petróleo produzido em 2000 a ser direcionado para exportação (Quadro 36).

Apresenta-se, assim, uma exaustão precoce do recurso não-renovável petróleo. Caso não ocorra uma mudança significativa de comportamento dos responsáveis pelo setor petrolífero colombiano, segundo Armando Zamora (diretor da ANH), é possível que a Ecopetrol tenha que comprar cru doméstico de produtores privados para alimentar suas refinarias depois de 2006. Adicionalmente, entre o ano de 2008 e 2010, o país poderia chegar a ser importador líquido de petróleo cru e derivados do petróleo.<sup>68</sup>

<sup>68</sup> ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos: Materialización de una Nueva Política Hidrocarburífera. In: *Boletín de Prensa*. Bogotá (Colômbia): ANH, 27 de Maio de 2004b.

**Gráfico 16 – Colômbia: Volume de Exportações de Cru (KBPD)**

**Fonte:** Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración y Producción. In: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co).

Por fim, a exportação de petróleo, assim como os impostos e a receita de privatizações foram utilizadas para o ajuste fiscal, em especial, depois de 1998. Os recursos provenientes da abertura não foram direcionados para o setor energético e, sim, para o Tesouro Nacional, com o objetivo de pagamento das dívidas do setor público. Não foi levado em consideração que a Colômbia não é um país petrolífero, como no caso da Venezuela (membro da OPEP). Neste caso, o esgotamento precoce das reservas pode ocasionar desequilíbrios futuros no balanço de pagamentos, a partir do momento que o país retorne a ser importador líquido.

A solução dada pelo governo colombiano através do Decreto nº 1760/03 foi a formação de uma agência setorial (ANH) e da *Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A.*, a mudança na estrutura orgânica da Ecopetrol (passa a ser mais um *player* do setor petrolífero colombiano, não possuindo mais características regulatórias) e o retorno dos contratos de concessão. Cabe ressaltar que o conflito com a concessão *De Mares*, no início da indústria petrolífera colombiana, ocasionou a nacionalização dos hidrocarbonetos e a formação da estatal Ecopetrol (1951).

O prosseguimento do processo de abertura do setor petrolífero colombiano tenta conciliar a atuação de dois agentes fundamentais: a Ecopetrol e a ANH. Pretende-se, assim, atuar de forma similar à indústria brasileira. A diferença fundamental é a importância da PETROBRÁS

no cenário nacional e internacional como empresa de alta tecnologia, o que a possibilita concorrer internamente com as outras companhias de petróleo.

**Quadro 36 – Colômbia: Evolução da Relação Exportação/Produção**

Ano	Exportação/Produção (%)
1990	43
1991	39
1992	41
1993	43
1994	41
1995	52
1996	50
1997	52
1998	60
1999	63
2000	74
2001	47
2002	50
2003	42

Fonte: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración y Producción. In: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co).

### 3.3.4 – O Prosseguimento da Reestruturação da Indústria Petrolífera Colombiana: a ANH

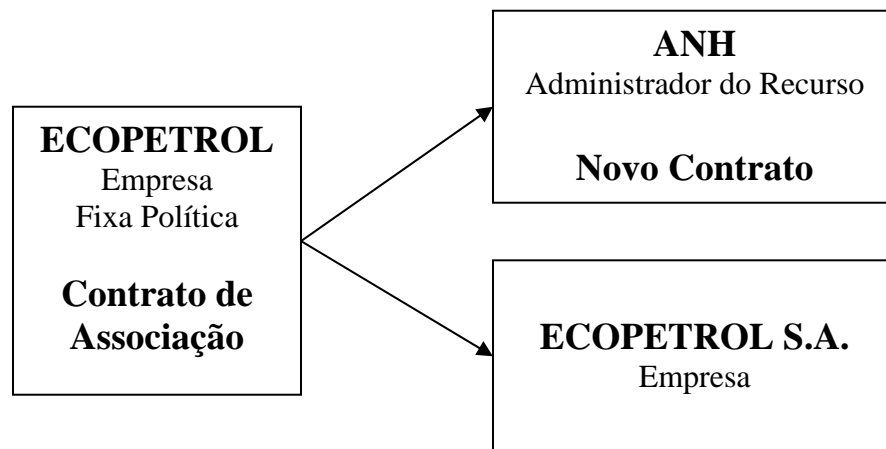
A nova política petrolífera colombiana estabelece, mediante o Decreto nº 1760/03, a continuação do processo de substituição do Estado Empesário pelo Estado Regulador, em especial, no setor de hidrocarbonetos.<sup>69</sup>

Os principais pontos da nova política governamental para o setor são, a saber: 1) a separação das funções da Ecopetrol como empresa operadora e que fixava a política, objetivando tornar a estatal uma empresa eficiente; 2) a criação da *Agencia Nacional de Hidrocarburos* como um ente governamental responsável pela administração dos hidrocarbonetos, pela informação geológica e pelos contratos de exploração e produção; 3) a introdução de um novo contrato em

<sup>69</sup> “... la necesidad y conveniencia de separar las actividades de naturaleza industrial y comercial de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos, derivados y productos, de las actividades de administración de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación y de la administración de activos no estratégicos representados en acciones y participaciones en diferentes sociedades y negocios.” DECRETO nº 1.760/03.

substituição ao contrato de associação, que são os contratos de exploração e produção celebrados pela ANH a partir de 1º de janeiro de 2004; e 4) a criação da *Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A.*, que participará ou investirá em companhias cujo objeto social se relacione com as atividades do setor energético ou com atividades similares, conexas ou complementares.

Neste novo ambiente institucional, a Ecopetrol S.A. mantém todas as áreas sob operação direta e todos os contratos de associação firmados até 31 de dezembro de 2003. A ANH passa a ser a responsável pela contratação de terceiros. A nova estrutura institucional pode ser conhecida na Figura 5.



**Figura 5 – Colômbia: Nova Estrutura Institucional do Setor Petrolífero**

**Fonte:** ANH. *Agencia Nacional de Hidrocarburos*. Bogotá (Colômbia): ANH, 27 de Maio de 2004.

O novo contrato de *royalties*, impostos e direitos contempla três etapas diferentes e separadas: a exploração, a avaliação e a produção. Cada etapa possui um período de duração diferenciado. A exploração pode ser realizada em 6 anos, com prorrogação de até 4 anos; a avaliação dura de 1-2 anos, com prorrogação de até 3 anos; e, por fim, o período de produção é de 24 anos, podendo ser prorrogado até a exaustão do campo petrolífero.

Também é estabelecido no novo contrato que 100% do risco e da responsabilidade da operação é do contratado, nacional ou estrangeiro, público ou privado. Após o pagamento de todos os custos provenientes da atividade *upstream* o país fica com 50%.

### 3.4 – Venezuela

#### 3.4.1 – A História da Indústria Petrolífera Venezuelana: da Exploração Privada à Criação da PDVSA

As primeiras atividades da indústria petrolífera venezuelana remontam do final do século XIX, com o governo de Guzmán Blanco, que iniciou a construção da infra-estrutura necessária à descoberta e à produção de petróleo. Desde o início, a exploração de petróleo na Venezuela encontrava-se, essencialmente, ligada aos grandes oligopólios privados mundiais do setor. A disputa internacional entre as companhias inglesas (*Royal Dutch-Shell*) e norte-americanas (consórcios e filiais dos grupos *Mellon*, *Morgan* e *Rockefeller*) pela posse das terras potencialmente petrolíferas atingiram a América do Sul, tendo sido a Venezuela o primeiro palco do grande conflito, como pode ser visto abaixo:

*“En un comienzo, quien tenía en sus manos la situación era la Shell junto a la British Controlled Oilfields. Poco a poco, Estados Unidos empezó a equilibrar la balanza para tomar finalmente la delantera. El dictador Juan Vicente Gómez, que gobernó entre 1909 y 1935, para quien los norteamericanos no escatimaron elogios por su ‘comprensiva’ conducta frente a sus inversionistas, facilitó su gestión. Los consorcios petroleros estadounidenses contaban con la protección del Gobierno. El Presidente Warren Harding había sido elegido con el apoyo abierto de uno de ellos. Albert Hall, Secretario de Estado, era socio de Harry Sinclair y Edward Doheny. También estaba como Secretario de Finanzas el ya nombrado Andrew Mellon. Allí empezó la penetración gigantesca de la Gulf (Mellon) y la Standard Oil de Indiana y la Standard Oil de Nueva Jersey (Rockefeller) y sus subsidiarias. Juan Vicente Gomez y su antecesor Cipriano Castro repartieron toda la tierra petrolífera de Venezuela entre los grandes consorcios. Fue una verdadera subasta de concesiones en que el producto de la misma no fue a parar al erario nacional, sino al bolsillo de los dictadores y su camarilla.”<sup>70</sup>*

Já em 1913, a Royal Dutch-Shell vinha explorando as regiões próximas ao lago de Maracaibo, tendo sido iniciada uma pequena produção comercial no ano de 1914. O ambiente institucional venezuelano previa a propriedade pública das riquezas do subsolo. Entretanto, permitia ao capital privado livre disponibilidade para explorar e produzir hidrocarbonetos.

---

<sup>70</sup> ORIGEN y Desarrollo de la Industria del Petróleo en Argentina y Latinoamérica. In: [www.sindluzifyfuerzamdp.org.ar](http://www.sindluzifyfuerzamdp.org.ar).

No final da Primeira Guerra Mundial, o interesse das multinacionais em pesquisar petróleo na Venezuela elevou-se e, em 1919, a *Standard Oil of New Jersey* enviou um grupo de geólogos para a região. Nesse período, se a *Standard Oil* não desenvolvesse uma produção na América Latina poderia colocar em risco a sua liderança no atendimento ao mercado latino-americano, já que esse mercado interessava, estrategicamente, a outras grandes indústrias multinacionais do petróleo.

Em 1922, estabeleceu-se a Lei de Petróleo que ditava os termos para concessões, impostos e *royalties*.<sup>71</sup> Diferente do que vinha acontecendo no México (nacionalização da indústria petrolífera), a partir do momento que as empresas privadas ganhavam a concessão da exploração e produção das reservas petrolíferas venezuelanas, a Venezuela garantia estabilidade administrativa e fiscal além de previsibilidade política. Assim, com aspectos favoráveis ao capital privado, descobriu-se, em dezembro de 1922, o poço Barroso, explorado pela *Shell* no campo de La Rosa, na bacia do Maracaibo – produção de 100 mil barris por dia.

A exploração do petróleo cresceu de maneira espantosa. Em 1921, a produção era de 1,4 milhão de barris e, em 1929, a produção chegou a 137 milhões de barris. A Venezuela passou a ser, então, o segundo maior produtor mundial, tendo a sua frente somente os Estados Unidos. Adicionalmente, em 1928, o país passou a ser o maior exportador mundial de petróleo. A indústria petrolífera a cada ano passava a ter mais importância para o crescimento econômico nacional.

O papel estratégico da produção venezuelana de petróleo ficou evidente durante a Segunda Guerra Mundial e, por esse motivo, o governo norte-americano interveio diretamente nas questões petrolíferas para evitar um novo México (nacionalização da indústria petrolífera) e para resguardar para si o imenso privilégio estratégico. Por seu lado, as companhias internacionais não queriam arriscar a nacionalização do setor petrolífero.

A redemocratização da Venezuela, em 1935, trouxe à tona a idéia de apropriação de montantes cada vez maiores da renda petrolífera. Todavia, a intervenção do Estado ocorreu de forma gradativa, diferenciando-se de outros países da região. O marco divisório na história da

---

<sup>71</sup> Os antecedentes das leis que desde 1920 regem a indústria de hidrocarbonetos na Venezuela são: 1) as *Ordenanzas de Minería para la Nueva España*, promulgada em 22 de maio de 1783; e 2) o primeiro Código de Minas de 15 de março de 1854. Em 1920 é promulgada, na Venezuela, a primeira *Ley de Hidrocarburos*. DECRETO N° 1.510/01. Exposición de Motivos. *Gaceta Oficial*. Venezuela, 2 de Novembro de 2001.

indústria petrolífera venezuelana foi o acordo baseado no postulado *fifty-fifty*. Segundo GUIMARÃES (1997),

*“Em 1943, o governo de Gal. Medina (1941-1945), sob forte oposição de políticos e jovens lideranças militares, fechou um acordo com as companhias internacionais que atuavam no país. Esse acordo deu origem à lei petrolífera de 1943. Pela nova legislação, as companhias eram obrigadas a pagar royalties de 16,66% (a maioria das companhias pagavam, até a data, 10% de royalties) e uma soma fixa de imposto de renda, de forma a garantir para o governo 50% dos lucros líquidos da indústria. Em contrapartida, as companhias internacionais teriam suas concessões, que estavam por terminar, renovados por mais 40 anos”.*<sup>72</sup>

A lei petrolífera de 1943 recebeu críticas dos membros da Ação Democrática - partido liberal-socialista que havia sido formado pelos sobreviventes da geração de 28.<sup>73</sup> A acusação era de que a lei resultaria numa divisão desigual entre as companhias internacionais e a Venezuela, não previa a recompensa pelos lucros anteriores obtidos pelas empresas e, além disso, a renovação das concessões conferia às companhias petrolíferas uma posição de força para futuras negociações. No entanto, apesar das críticas e da abstenção dos deputados da Ação Democrática, o Congresso venezuelano aprovou, em março de 1943, a nova lei petrolífera. A partir da aprovação da Lei de Hidrocarbonetos de 1943, o Estado venezuelano passava a receber o mesmo percentual da renda petrolífera cobrada de terras federais norte-americanas.<sup>74</sup>

O modelo adotado era um hibridismo entre a interferência institucional das indústrias de petróleo (Argentina, França, Bolívia e México) e a livre disponibilidade das reservas às companhias internacionais do petróleo. A manutenção do direito da participação de empresas internacionais no setor petrolífero venezuelano fez com que o país participasse do Trato Hemisférico, tornando-se membro do *US Interstate Oil Compact Commission* no ano de 1950. De acordo com FREIRE (2001), o Trato Hemisférico determinava que as políticas petrolíferas praticadas pelos Estados Unidos, Venezuela e Canadá seriam regidas por parâmetros semelhantes

<sup>72</sup> GUIMARÃES (1997), op. cit., p. 76.

<sup>73</sup> A geração de 28 era formada por estudantes que haviam se rebelado contra o General Juan Vicente Gómez em 1928. Fracassaram e os seus líderes foram presos ou exilados. Os sobreviventes transformaram-se no núcleo dos reformistas, liberais e socialistas, que tomaram, aos poucos, a vida política na Venezuela após a morte do General Gómez.

<sup>74</sup> FREIRE, Alexandre de Figueiredo. *Análise Comparativa da Evolução Política e Institucional da Indústria de Petróleo na América Latina*. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, Março de 2001. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético). p. 113.

e, além disso, Canadá e Venezuela seriam beneficiados pelo acesso preferencial a seus mercados.<sup>75</sup>

Dois anos depois, em 1945, o regime interino da Venezuela foi derrubado por um golpe liderado por jovens oficiais militares, que tinham apoio da Ação Democrática. O primeiro presidente da nova junta foi Romulo Betancourt e o ministro do Desenvolvimento foi Pablo Pérez Alfonso.<sup>76</sup> Agora, ter-se-ia, uma nova relação entre o Estado venezuelano e as multinacionais do petróleo. De acordo com GUIMARÃES (1997),

*“A política petrolífera passará a pautar-se pela efetivação dos 50% de participação no lucro líquido do setor, através da imposição de impostos adicionais, pela exigência de que as companhias refinassem parte do petróleo no país, pela introdução de controles e medidas de fiscalização para evitar o desperdício de gás e a depleção das reservas, pela cobrança de parte dos royalties em espécie e por uma política de valorização e de formação de recursos humanos no setor petrolífero.”<sup>77</sup>*

Mesmo com a condição do *princípio fifty-fifty*, ainda havia constantes dificuldades na fiscalização dos custos e dos preços das companhias petrolíferas e não havia informações suficientes no que se refere ao setor petrolífero venezuelano. Isso levou Pérez Alfonso a propor a criação de uma estatal petrolífera, mas a proposta foi abandonada após um novo golpe militar.<sup>78</sup>

O novo governo ficou, a partir de 1948, nas mãos do Coronel Marcos Pérez Jiménez. Sob o regime militar, a produção de petróleo dobrou em 1957, entretanto de 1948 a 1958, a participação do Estado nos lucros do setor permaneceu estagnada e, em alguns anos, foi reduzida.

Em 1958, Romulo Betancourt voltou ao poder através da via constitucional, retornando assim os princípios da política petrolífera da Junta Revolucionária de 1945. Pérez Alfonso, que havia sido exilado, retornou à Venezuela e assumiu o cargo de Ministro das Minas e Hidrocarbonetos. Ele queria elevar a participação do Estado das vendas do setor petrolífero e transferir o poder e a autoridade que tinham as companhias internacionais do petróleo sobre a

---

<sup>75</sup> Idem.

<sup>76</sup> Pérez Alfonso foi o líder no Congresso das críticas à Lei do Petróleo de 1943 e afirmava, nesse momento, que a *partilha fifty-fifty* funcionava, na prática, como sessenta-quarenta (a favor das internacionais).

<sup>77</sup> GUIMARÃES (1997), op. cit., pp. 76-77.

<sup>78</sup> O golpe foi liderado pela mesma facção militar que tinha apoiado o golpe de 1945.



produção e o mercado para o Estado venezuelano.<sup>79</sup> Neste mesmo ano, a disputa fiscal entre o governo venezuelano e as empresas internacionais de petróleo fizeram com que terminasse a paridade entre os sistemas tributários das indústrias petrolíferas dos EUA e da Venezuela, estabelecendo o fim do Trato Hemisférico.

A nova política venezuelana do petróleo teve como pressuposto a maximização da apropriação da renda petrolífera pelo Estado e a criação de uma empresa estatal. Tal empresa teria por objetivos a produção, o refino e o comércio do petróleo no mercado internacional. Dessa maneira, em 1960, foi criada a Corporación Venezolana de Petróleo (CVP), substituindo as concessões pelos contratos de serviço com a nova estatal<sup>80</sup>. No ano de 1970, após 10 anos de atuação da CVP, viu-se que o seu desempenho foi mínimo, pois possuía somente 3% dos rendimentos do petróleo venezuelano, 1% da produção de cru, e menos que 1% das exportações.<sup>81</sup>

O fato da CVP não ter obtido um bom desempenho não interferiu nos rumos da política de estatização do setor, somente mostrou a fragilidade dessa companhia e a necessidade, na formação de uma indústria petrolífera, de recursos humanos qualificados e de um grande volume de capital. Em 1971, a Venezuela aprovou a lei de Reversão Petrolífera, que determinava que as concessões e as propriedades das empresas internacionais fossem revertidas à propriedade do Estado assim que as concessões terminassem, no ano de 1983, e que no caso de concessões ainda não-exploradas a reversão ao Estado se desse no prazo de três anos após a promulgação da lei.<sup>82</sup>

De acordo com REGATTIERI (1998),

*“O efeito econômico da lei da reversão, somado à política da Venezuela de ‘sem novas concessões’ era inevitável: as companhias reduziram seus*

---

<sup>79</sup> “Para os países produtores, o petróleo era uma herança nacional e seus benefícios pertenciam às gerações atuais e futuras. Nem as reservas nem as riquezas dele provenientes deveriam ser desperdiçadas. Ao invés disso, os rendimentos deveriam ser utilizados para desenvolver o país de modo mais abrangente. Eram os governos soberanos e não as corporações estrangeiras que deveriam tomar as decisões básicas sobre a produção e a distribuição de seu petróleo. Não se deve permitir que o homem esbanje esse recurso precioso”. Traduz-se, assim, o pensamento nacionalista de Pérez Alfonso. REGATTIERI, Verana Barbosa. *Conjuntura Internacional do Petróleo: Venezuela - Estudo de Caso*. Vitória: UFES, 1998. p. 19. Monografia (Monografia Anual Apresentada ao Grupo Pet-Economia).

<sup>80</sup> GUIMARÃES (1997), op. cit., p. 78.

<sup>81</sup> RANDALL. In: GUIMARÃES (1997), op. cit., p. 78.

<sup>82</sup> Nesse momento percebia-se claramente que o setor petrolífero seria nacionalizado. Afinal de contas, esse era o país de Pérez Alfonso, nacionalista do petróleo e co-fundador da OPEP.

*investimentos, o que significou o declínio da capacidade produtiva da Venezuela. Esse declínio, por sua vez, quase inevitavelmente, incentivou a antipatia nacionalista para com as companhias. A política era não dar novas áreas para explorar”.*<sup>83</sup>

Em 1973, com o aumento do preço do petróleo e a “vitória” da OPEP, o nacionalismo tornou-se hegemônico na Venezuela; praticamente todas as facções políticas queriam a estatização da indústria petrolífera nacional. O Estado teria que fazer dois tipos de negociações: com as companhias internacionais e com os próprios venezuelanos.<sup>84</sup>

Promulgou-se, no ano de 1975, a Lei de Nacionalização do setor petróleo na Venezuela, que dava ao Estado a exclusividade sobre todas as atividades da indústria e que propunha a criação de uma companhia holding, com 100% de capital estatal. Em 1976 foi criada a Petróleos da Venezuela (PDVSA) para desempenhar um importante papel financeiro, de planejamento e de coordenação, e servir como intermediária entre os políticos e os negociantes do petróleo.

Antes da nacionalização, 14 empresas exerciam a atividade petrolífera no país, sendo uma nacional (CVP) e treze internacionais. Com a nacionalização, inicia-se o processo de fusão dessas empresas que se conclui em 1986 com a formação de três companhias verticalmente integradas: Maraven, Corpoven e Logaven.

A regulação do setor petrolífero, antes realizada somente pelo Ministério de Minas e Energia, passa a ser feita pelo Ministério (controle de auditoria, definição da política petrolífera e da relação da holding com as operadoras) e pela PDVSA (coordenação, supervisão e gerenciamento direto da indústria), após a nacionalização.

---

<sup>83</sup> REGATTIERI (1998), op. cit., p. 22.

<sup>84</sup> Temia-se que a estatal venezuelana fosse uma PEMEX - um Estado impenetrável dentro do próprio Estado. Ou, uma indústria do petróleo enfraquecida, politizada e corrupta, prejudicando a economia da Venezuela. Todo esse processo de negociações pode ser visto no texto de Daniel Yergin.

### 3.4.2 – O Processo de Abertura da Indústria Petrolífera Venezuelana

#### 3.4.2.1 – A Crise Venezuelana e as Reformas Propostas pelas Agências Internacionais de Crédito (FMI e Banco Mundial)

A Venezuela, assim como a maioria dos países latino-americanos, encontrava-se em crise nos anos 80 e no início dos anos 90: déficit público elevado, baixa capacidade de autofinanciamento das estatais e reduzido financiamento externo. Além disso, no ano de 1993/1994 o país enfrentou uma grave instabilidade política que refletiu, imediatamente, na já conturbada conjuntura econômica: o presidente em exercício sofreu um processo por envolvimento com corrupção, gerando novas eleições.<sup>85</sup>

Internacionalmente, a OPEP reduziu a sua participação na produção mundial (o seu poder de negociação diminuiu) e os preços do petróleo foram reduzidos. Com a queda nos preços internacionais do petróleo, em meados da década de 80, e por sua vez, com a redução da receita das exportações petrolíferas latino-americanas limitou-se em muito o nível de investimento das estatais no México e na Venezuela, que faziam parte da OPEP e que são grandes produtores e exportadores de petróleo. O fragmento abaixo apresenta perfeitamente esta idéia:

*“A queda dos preços mundiais do petróleo em 1986 e a subsequente e contínua volatilidade nos preços enfraqueceram seriamente a maioria das estatais do petróleo latino-americanas na medida em que limitaram drasticamente a capacidade financeira delas para manter níveis adequados de investimento. Com a receita das exportações reduzida, o crescente ônus do serviço da dívida e nenhuma fonte alternativa de recursos financeiros, as companhias estatais foram forçadas a efetuar profundos cortes nos investimentos planejados.”<sup>86</sup>*

Além disso, a redução dos preços de petróleo, no caso da Venezuela (país exportador), teve impactos negativos na economia como um todo pela alta dependência quanto ao

---

<sup>85</sup> Outros problemas impactaram de forma negativa a economia venezuelana durante a década de 1990: 1) em 1994, ocorreu uma crise bancária com um custo de, aproximadamente, 20% do PIB; 2) uma inflação de 103,2% no ano de 1996; e 3) o contágio da crise asiática em 1997, da crise russa em 1998 e dos problemas dos países sul-americanos.

<sup>86</sup> FUAD, Kim. Privatização do petróleo e gás natural. In: BOEKER, Paul H. *Transformações na América Latina: privatização, investimento estrangeiro e crescimento*. Rio de Janeiro: Jorge Zahar, 1995. p. 169.

petróleo<sup>87</sup>, o que fez com que o país assumisse a política estabelecida pelo Consenso de Washington. Assim, o Governo Carlos Andrés Pérez (1988) iniciou uma série de reformas macroeconômicas, dentre elas, a privatização da companhia telefônica *Compañía Anónima Nacional Teléfonos de Venezuela* (CANTV) em 1991, a companhia de aviação, alguns bancos, vários engenhos açucareiros e hotéis, dentre outras empresas estatais. Também foram eliminados os controles da taxa de câmbio, foram reduzidos os subsídios à gasolina, foram ratificados os acordos do GATT e foi iniciado um tratado de livre comércio com a Colômbia em 1992.

Observa-se, no entanto, que as reformas macroeconômicas realizadas durante a década de 1990 não obtiveram os resultados esperados, como pode ser visto no Quadro 37. Para se ter uma idéia, as taxas anuais de variação do PIB foram negativas em 1996, 1999, 2002, 2003 e as taxas anuais médias de desemprego foram extremamente altas.

**Quadro 37 – Venezuela: Principais Indicadores Econômicos, 1995-2004**

Ano	PIB (Taxas Anuais de Variação)	PIB per Capita (Taxas Anuais de Variação)	Investimento Estrangeiro Direto Líquido <sup>b, c</sup> (Milhões de US\$)	Dívida Externa Bruta Total <sup>d</sup> (Milhões de US\$)	Desemprego <sup>e</sup> (Taxas Anuais Médias)	Inflação (%)
1995	5,9	3,7	894	37537	10,3	56,6
1996	-0,4	-2,4	1676	34117	11,8	103,2
1997	7,4	5,3	5645	37242	11,4	37,6
1998	0,3	-1,6	3942	35087	11,3	29,9
1999	-5,7	-7,5	2018	37016	15	20
2000	3,8	1,9	4180	36437	13,9	13,4
2001	3,4	1,5	3479	35398	13,3	12,3
2002	-8,9	-10,5	-244	35114	15,8	31,2
2003	-9,7	-11,3	1338	38043	18	27,1
2004 <sup>a</sup>	18	16	600	37752	15,3	19,5

**Notas:** (a) cifras preliminares; (b) corresponde ao investimento direto na economia declarante, deduzido o investimento direto de residentes dessa economia no exterior (ambas sem considerar os desinvestimentos). Inclui reinversão de utilidades; (c) conforme a quinta edição do Manual de Balança de Pagamentos do FMI, todas as transações entre empresas não financeiras de investimento direto e suas empresas matrizes e afiliadas são incluídas como investidores diretos; (d) emissões brutas; e (e) total nacional.

**Fonte:** CEPAL. *Balance Preliminar de las Economías de América Latina y el Caribe – 2003-2004*. Santiago (Chile): CEPAL, 2005.

<sup>87</sup> “The petroleum industry is the mainstay for Venezuela’s economy, accounting for more than three-quarters of total Venezuelan export revenues, about half of total government revenues, and about one-third of GDP.” EIA/DOE. *Country Analysis Brief: Venezuela*. Washington, D.C.: EIA/DOE, 2004.

No caso do setor petrolífero, as propostas dos organismos internacionais de crédito (FMI e Banco Mundial) eram a abertura ao capital externo e a privatização da PDVSA. De um lado, a importância do petróleo venezuelano para os países desenvolvidos e, em especial, para os Estados Unidos foi um grande impulsionador da abertura setorial. No caso específico norte-americano, a Venezuela participava em 2003 com 11,3% da importação total de petróleo deste país, sendo que em 1997, no auge da abertura do setor, chegou a representar 17,4% do total. (Quadro 38).

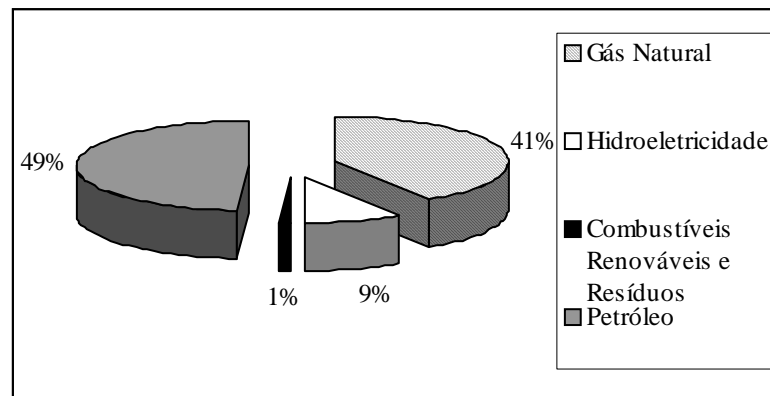
**Quadro 38 – Venezuela: Participação na Importação Total de Petróleo dos EUA**

Países	1997		2000		2003	
	Bbl/d	Parte	bbl/d	Parte	bbl/d	Parte
<b>Venezuela</b>	1,773	17,4%	1,546	13,5%	1,385	11,3%
<b>Canadá</b>	1,563	15,4%	1,807	15,8%	2,068	16,9%
<b>México</b>	1,385	13,6%	1,373	12,0%	1,639	13,4%
<b>Arábia Saudita</b>	1,407	13,8%	1,572	13,7%	1,772	14,5%
<b>Importação Total dos EUA</b>	<b>10,162</b>		<b>11,459</b>		<b>12,254</b>	

Fonte: EIA/DOE. *Country Analysis Brief: Venezuela*. Washington, D.C.: EIA/DOE, 2004.

Por outro lado, o ideário de soberania e estratégia embutidos na indústria do petróleo foi o grande impedimento do prosseguimento da abertura. É inegável a importância do setor para a economia nacional, uma vez que representa 1/3 do PIB e metade da receita do governo. Adicionalmente, juntos, o setor petrolífero e gasífero, representavam, em 2002, 90% da oferta total de energia primária venezuelana (Gráfico 17).

**Gráfico 17 – Venezuela: Percentual da Oferta Total de Energia Primária - 2002**



Fonte: IEA. *IEA Energy Statistics*. In: [www.iea.org](http://www.iea.org).

Dada a sua relevância e a dependência nacional quanto aos resultados do setor, a opção de privatização da companhia tornou-se inviável politicamente. Até mesmo porque a privatização da PDVSA não pôde ser justificada pela excelente performance econômica da empresa (Quadro 39) e, dentre outras coisas, pelos resultados no aumento das reservas provadas de petróleo (Gráfico 18).

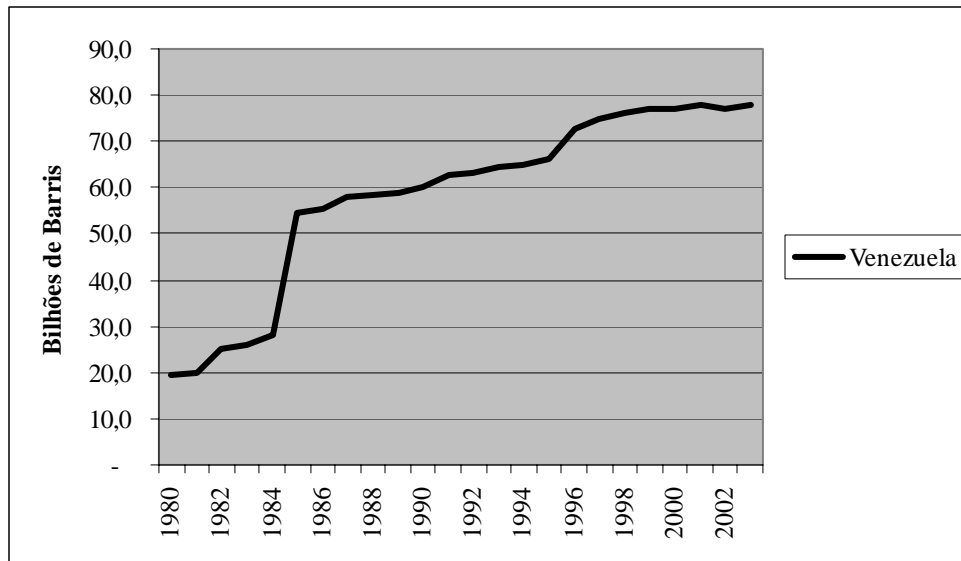
**Quadro 39 – PDVSA: Evolução das Receitas Consolidadas, Custos Operacionais e Participação Fiscal (Milhões de Dólares)**

Ano	Custos Operacionais	Participação Fiscal	Total de Receita
1976	1614	6916	9258
1977	1804	6418	9749
1978	2204	5887	9352
1979	2720	9257	14429
1980	3491	13090	19548
1981	3749	14198	20995
1982	3989	11204	17154
1983	4498	9481	15173
1984	3935	11486	16691
1985	3715	9939	14827
1986	3526	5937	9259
1987	3599	7777	11497
1988	3237	6068	9513
1989	3597	7883	12951
1990	10897	10159	22822
1991	11665	9035	22297
1992	12756	7822	21375
1993	14660	5526	21275
1994	15183	4961	22157
1995	17970	4968	26173
1996	20264	9430	34189
1996	20264	10787*	34189
1997	23536	8832	37140
1997	23536	10847*	37140

**Nota:** (\*) inclui dividendos.

**Fonte:** LUZARDO, Gastón Parra. Análisis de la Actividad Petrolera en el lapso 1994-1998. *Soberania.info*, Abril de 1999.

**Gráfico 18 – Venezuela: Reservas Provadas de Petróleo  
(Bilhões de Barris)**



Fonte: BP-Statistical – 2004.

### 3.4.2.2 – A Reestruturação da Indústria Petrolífera Venezuelana

A Venezuela nunca teve o monopólio do setor (apesar da PDVSA ser um monopólio na prática), uma vez que a Lei de Nacionalização de 1975 sempre permitiu a associação do Estado com empresas privadas. Em 1992, iniciou-se o processo de abertura do setor com a aprovação de contratos de serviço para recuperação de campos marginais de petróleo pesado e extrapesado (campos petrolíferos de menor produção ou que exigem um emprego maior de capital).<sup>88</sup> A partir dessa data, aproveitando as possibilidades de abertura que a lei permitia, realizaram-se associações estratégicas com o capital privado: Lagoven/Shell - Exxon - Mitsubishi (Projeto Cristóbal Colón) para exploração e comercialização do gás natural liquefeito; Maraven-Conoco, Maraven-Total-Itochu-Marabeni, Corpoven-Arco e Lagoven-Mobil, para desenvolver e melhorar a qualidade dos óleos pesados e extrapesados da Faixa do Orinoco.<sup>89</sup>

<sup>88</sup> A abertura do setor petrolífero, na Venezuela, começou em 1992 durante o período em que Andrés Sosa Pietra e Gustavo Roosen, provenientes do setor privado, estavam na presidência da PDVSA. Eles promoveram, num primeiro momento, contratos de serviços com o setor privado para recuperar poços abandonados e para explorar petróleo pesado e extrapesado na Faixa Petrolífera do Orinoco. FUGUET, Amado. PDVSA se abre pero... *América Economía*. Santiago do Chile. Nº 102. Dezembro de 1995. p. 25.

<sup>89</sup> A Maraven, a Lagoven e a Corpoven eram as três grandes filiais operadoras do petróleo na Venezuela.

A abertura da indústria petrolífera venezuelana foi anunciada em setembro de 1994 juntamente com outras medidas do Plano de Estabilização do governo. Nesse momento, os líderes da PDVSA não consideravam necessária a modificação da Lei de Nacionalização do Petróleo, que, em 1975, estatizou o setor petrolífero, permitindo a entrada de capital privado na exploração e na produção somente em associação com a estatal. No entanto, a Lei de Nacionalização foi alterada em julho de 1995.<sup>90</sup> Os convênios para a exploração de risco em novas áreas e na produção de hidrocarbonetos passaram a permitir a entrada de capital privado sem a obrigatoriedade da participação majoritária da PDVSA.

Tais convênios foram iniciados em janeiro de 1996, com a licitação de 10 áreas. Destas dez áreas, oito foram efetivamente negociadas, pois possuíam quantidades atraentes de petróleo médio e leve.<sup>91</sup> Os riscos, os custos do processo de exploração e os encargos são das empresas associadas. Ao encontrar o petróleo, forma-se uma *joint-venture* entre a companhia ou o consórcio vencedor da licitação e a subsidiária que possuía a área. Na *joint venture*, a filial da PDVSA será garantida a participação de até 35% das ações, e aos investidores privados, os restantes 65%.<sup>92</sup> Todavia, caso o investimento não seja muito relevante na carteira de investimentos da empresa afiliada, ela poderá reduzir a sua participação até 1%.<sup>93</sup>

O mesmo controle exercido pela PDVSA sobre as suas companhias filiais operadoras (Maraven, Lagoven e Corpoven) seria estendido às *joint-ventures* - associação das subsidiárias com as empresas privadas. Haveria uma centralização do controle financeiro através da holding, que recolheria e administraria os fundos das companhias operadoras. Esses fundos seriam repassados às empresas de acordo com a aprovação dos planos de investimentos nas assembleias

---

<sup>90</sup> CONGRESO DE LA REPUBLICA. *Acuerdo que Autoriza la Celebración de los Convenios de Asociación para la Exploración a Riesgo de Nuevas Áreas y la Producción de Hidrocarburos Bajo el Esquema de Ganancias Compartidas*. Caracas (Venezuela): Gaceta Oficial n° 35754, 17 de Julho de 1995.

<sup>91</sup> “Estas dez áreas localizam-se na parte oriental do país, nos Llanos Centrais, no sul dos Andes e no vale do Lago do Maracaibo. São Elas: 1) Catatumbo; 2) La Ceiba, 3) Guanare, 4) San Carlos, 5) El Sombrero, 6) Guarapiche, 7) Gulf of Paria West, 8) Gulf of Paria East, 9) Punta Pescador e 10) Delta Centro. Sendo que as áreas 1 e 5, respectivamente, Catatumbo (Lake Maracaibo) e El Sombrero (Llanos Centrales), originalmente pertencentes à Corpoven, não receberam proposta. Essas áreas eram basicamente gasíferas.” PETROLEUM ECONOMIST e CARIB-LATIN ENERGY CONSULTANT. In: GUIMARÃES (1997), op. cit., p. 86.

<sup>92</sup> Na etapa de produção, a PDVSA tem a opção de se associar com as empresas ganhadoras das licitações (empresas que investirão mais de US\$ 10.000 milhões em 15 anos) com uma participação de até 35% do capital. FUGUET, Amado. PDVSA se abriu. *América Economía*. Santiago do Chile. N° 106. Abril de 1996. p. 9.

<sup>93</sup> No convênio, a participação das empresas afiliadas será através de ações douradas (*golden shares*). CONGRESO DE LA REPUBLICA (1995), op. cit..



de acionistas das *joint-ventures*, ou das operadoras isoladamente. De acordo com GUIMARÃES (1997),

*“Essa centralização gera um controle mais acirrado das empresas afiliadas, que acabam por concorrer entre si por um maior desempenho financeiro atestado pela PDVSA, garantindo, assim a busca de maior eficiência produtiva. Dessa forma, visando a alcançar maior coordenação no setor, e resguardando as especificidades das afiliadas, cabe à empresa-mãe impedir que cada operadora isoladamente assuma poder de mercado maior que as outras.”*<sup>94</sup>

Com relação aos novos campos recém-licitados, afirma, ainda, GUIMARÃES (1997),

*“Além de a fiscalização e o acompanhamento das atividades da **joint-venture** ocorrerem de forma internalizada – pela própria participação de uma das operadoras da PDVSA, através de **golden shares** – no que se refere aos novos campos recém-licitados será criado, para cada contrato, um comitê de controle formado pela CVP (Corporación Venezolana de Petróleo - uma subsidiária da PDVSA). Este comitê - atuante mesmo na fase inicial dos trabalhos, quando os gastos são custeados apenas pelos investidores privados -, tem como responsabilidade: a aprovação dos planos de exploração, dos cálculos de valorização e desenvolvimento, assim como de quaisquer modificações em tais planos, incluindo a extensão dos prazos de exploração e as reduções de produção determinadas por compromissos internacionais da Venezuela. O comitê tem acesso a todas as contas da **joint-venture** (balanços, balancetes, arrecadação de impostos etc), e designa entes responsáveis pela fiscalização e pela auditoria.”*<sup>95</sup>

Já no mês de agosto de 1996, as companhias que ganharam a licitação - realizada em janeiro do mesmo ano - firmaram contrato com a subsidiária CVP.

Além dos convênios para explorar os campos marginais, a PDVSA permitiu outros tipos de participação do capital privado, tais como, esquemas de lucros divididos na exploração e produção de crús convencionais, associações estratégicas para a produção e melhoramento dos crús pesados da Faixa do Orinoco, *joint-ventures* na produção de “*orimulsión*” (combustível especial elaborado justamente a partir do petróleo extrapesado do Orinoco), petroquímica e carvão. Estava abrindo, também, o mercado interno de hidrocarbonetos à concorrência e

<sup>94</sup> GUIMARÃES (1997), op. cit., p. 88.

<sup>95</sup> Idem. p. 89.

estabelecendo contratos de *outsourcing* (terceirização) para transferir atividades não essenciais - como a infraestrutura de sistemas de informação - ao setor privado.<sup>96</sup>

No contexto de reforma, o perfil da empresa estava sendo modificado. O presidente da PDVSA, Luis Giusti, afirmava ser necessário melhorar o nível de produtividade por trabalhador e redefinir uma outra estrutura empresarial, dentre outras mudanças. De acordo com FUGUET (1997),

*“si se establece una comparación con las siete hermanas, el empleado promedio de éstas generó ingresos en 1996 por US\$ 1,5 millón, mientras que el de PDVSA llegó a sólo US\$ 637.000.”(...) “El de productividad es sólo uno de los problemas que enfrenta la petrolera venezolana. Los directivos da PDVSA saben que su estructura actual - con filiales que hacen de todo [Lagoven, Maraven y Corpoven] - no es la mejor para afrontar un crecimiento tan grande como el que están planeando.”<sup>97</sup>*

Seguindo o processo de abertura e reestruturação do setor petrolífero, no início do ano de 1998, a estatal apresentou uma nova estrutura: duas holdings - a PDV-Petróleo e Gás e a PDV-Química. Desaparecia, assim, as três grandes filiais operadoras do petróleo - Maraven, Lagoven y Corpoven. Para alguns, tal fato representava um avanço, pois criar-se-ia unidades de negócios especializadas mais competentes e mais eficientes. No entanto, isso poderia representar uma desverticalização do setor. Com a desverticalização seria mais fácil sucatar a empresa e vendê-la a um preço ínfimo.

Outra modalidade de abertura do setor petrolífero venezuelano foi a criação da PDVSA SOFIP - Sociedade de Fomento de Investimentos Petrolíferos<sup>98</sup>, cujo objetivo era promover a participação financeira do venezuelano no negócio do petróleo dentro do marco da abertura. Para estimular a participação do mercado financeiro nacional, a SOFIP possuía dois veículos de investimentos - os Bônus Petroleiros e a promoção de Entidades de Investimento Coletivo de Capital de Risco.

<sup>96</sup> Ao todo, para a exploração petrolífera, a PDVSA tinha, até agosto de 1997, 45 sócios de diversas modalidades, que deverão produzir, dentro de oito anos, 2 milhões de barris diários. Esse valor equivale a um terço da produção que a Venezuela pretende ter nesse momento. FUGUET, Amado. PDVSA baila con todos. *América Economía*. Santiago do Chile. Nº 122. Agosto de 1997. p. 76.

<sup>97</sup> Idem. p. 78.

<sup>98</sup> No dia 27 de fevereiro de 1997, a SOFIP realizou o lançamento do seu primeiro produto financeiro no mercado de capitais venezuelano: o Bônus Petrolero, que é um instrumento de renda fixa de 3 anos garantido pela PDVSA. A EPIC (Exploração e Produção Inversões Coletivos) é a primeira entidade de inversão coletiva de capital de risco. Até 20 de maio de 1998, a EPIC ainda não havia sido lançada no mercado.

Quanto ao refino, não foi efetivada a abertura para os investimentos em território venezuelano, dada a restrição do mercado interno. Assim, coube à PDVSA os investimentos necessários, seguindo novas diretrizes estratégicas, a saber: 1) melhorar as margens de refino através de um incremento de sua presença no mercado internacional; 2) aumentar a capacidade de processamento no exterior; 3) melhorar a estrutura das refinarias no país para aumentar a produção de gasolina, óleo diesel e diminuir os resíduos pesados; e 4) modificar as plantas para processar petróleo mais pesado e adequar a qualidade dos derivados às exigências dos mercados norte-americano e europeu.<sup>99</sup> A abertura do mercado venezuelano de derivados foi de somente 3% das vendas da PDVSA.<sup>100</sup>

O marco divisor de águas da política petrolífera venezuelana é a tomada de posse de Hugo Chávez em fevereiro de 1999, retornando-se a uma política de cunho mais nacionalista. Um dos principais pontos de mudança foi a Constituição de 1999, que dentre outras coisas, proíbe a privatização da PDVSA e a atuação minoritária da estatal nos contratos de exploração e produção. A reforma petrolífera do governo Chávez também foi marcada pela aprovação da *Ley Orgánica de Hidrocarburos*<sup>101</sup> e por uma tentativa de retorno ao período anterior à abertura setorial da década de 1990.

### 3.4.2.3 – As Modalidades de Abertura no Segmento *Upstream* Venezuelano

As modalidades de abertura<sup>102</sup> realizadas no segmento *upstream* venezuelano foram os convênios operativos, associações estratégicas, convênios de lucros compartilhados e convênios de comercialização de Orimulsión<sup>103</sup>. Segundo o EIA/DOE (2004), em agosto de 2003, o *Ministerio de Energía y Minas* da Venezuela transferiu os 33 contratos operacionais da PDVSA, as quatro associações estratégicas da faixa do Orinoco, e os contratos de risco de exploração para a subsidiária *Corporación Venezolana de Petróleo* (CVP). A CVP administrará

<sup>99</sup> FREIRE (2001), op. cit., p. 119.

<sup>100</sup> Observava-se, antes da abertura, que apesar de 90% dos postos de gasolina serem privados, a apresentação da bandeira de uma das três filiais da PDVSA era obrigatória. Adicionalmente, os preços dos derivados de petróleo mantinham-se subsidiados.

<sup>101</sup> DECRETO N° 1.510/01. *Decreto com Fuerza de Ley Organica de Hidrocarburos*. Caracas (Venezuela): Gaceta Oficial n° 37323, 13 de Novembro de 2001.

<sup>102</sup> Com a lei de hidrocarbonetos de 2001, o Estado passa a ter uma participação acionária majoritária, totalmente diferente dos contratos assinados após o ano de 1989, em que era acionista minoritário.

<sup>103</sup> O “*orimulsión*” é um combustível especial elaborado justamente a partir do petróleo extrapesado do Orinoco. Tal combustível é uma mistura de 70% de bitumen natural, 30% de água e menos de 1% de *surfactants* (emulsificador).

os acordos firmados com o setor privado, renegociando a participação do mesmo nos contratos de acordo com a lei de hidrocarbonetos de 2001<sup>104, 105</sup>.

- **Convênios Operativos**

Os convênios operativos eram contratos de serviço, cujo petróleo era entregue a PDVSA, com o pagamento anteriormente estabelecido em contrato. Os contratados deveriam pagar o imposto sobre a renda de 34% em vez de 67,7% referentes à legislação anterior; já a PDVSA responsabilizava-se pelo pagamento de *royalties* e mantinha-se proprietária do petróleo extraído. O objetivo destes contratos era viabilizar a produção de campos inativos e marginais das concessionárias, abandonados dada a reduzida produtividade quando comparada aos campos mais produtivos. A primeira rodada de oferta foi feita no período de 1992-93.

- **Associações Estratégicas**

As associações estratégicas tinham por objetivo o desenvolvimento da exploração e produção na Faixa do Orinoco. O investimento requerido no segmento *upstream* da região do Orinoco era muito elevado, além da necessidade de alta tecnologia, dada a característica de petróleo extremamente pesado. O período de duração das associações estratégicas era de 35 anos; a taxa de pagamento do imposto de renda era de 34% e o pagamento de *royalties* de 1% a 16,6%, de acordo com as características das áreas produtoras. Além destes benefícios, as associações eram isentas de impostos estaduais e municipais.

Os quatro projetos convertem o cru extra-pesado de, aproximadamente, 9º API para um petróleo mais leve, denominado *syncrude*. Em 2003, tais projetos produziram algo em torno de 500.000 bbl/d de cru sintético. O quadro 40 apresenta as associações estratégicas da Venezuela.

---

<sup>104</sup> DECRETO N° 1.510/01. *Decreto com Fuerza de Ley Organica de Hidrocarburos*. Caracas (Venezuela): Gaceta Oficial n° 37323, 13 de Novembro de 2001.

<sup>105</sup> EIA/DOE. *Country Analysis Brief: Venezuela*. Washington, D.C.: EIA/DOE, 2004.

**Quadro 40 – Venezuela: Associações Estratégicas**

	<b>Petrozuata</b>	<b>Cerro Negro</b>	<b>Sincor</b>	<b>Hamaca</b>
<b>Associados</b>	PDVSA 49,9% ConocoPhillips 50,1%	PDVSA 41,67% ExxonMobil 41,67% BP 16,66%	PDVSA 38% Total 47% Statoil 15%	PDVSA 30% ConocoPhillips 40% ChevronTexaco 30%
<b>Capacidade de Produção de Óleo Extra-Pesado</b>	120.000 bbl/d 9,3° API	120.000 bbl/d 8,5° API	200.000 bbl/d 8-8,5° API	200.000 bbl/d 8,7° API
<b>Capacidade de Produção de Cru Sintético</b>	104.000 bbl/d 19-25° API	105.000 bbl/d 16° API	180.000 bbl/d 32° API	170.000 bbl/d 26° API
<b>Produção Inicial</b>	Outubro de 1998	Novembro de 1999	Dezembro de 2000	Outubro de 2001

Fonte: EIA/DOE. *Country Analysis Brief: Venezuela*. Washington, D.C.: EIA/DOE, 2004.

- **Convênios/Contratos com Lucros Compartilhados**

Os convênios com lucros compartilhados são contratos de exploração entre a estatal e as companhias privadas, objetivando a ampliação de reservas comprovadas mediante o incremento de hidrocarbonetos adicionais de áreas com baixo ou médio riscos. A licitação das áreas era realizada pela filial da PDVSA (CVP, recriada em 1996). As condições dos contratos de lucros compartilhados eram: 1) período de exploração de 3 a 5 anos, com prorrogações de 2 a 4 anos; 2) total investimento de risco dos contratados privados; 3) caso haja produção comercial, a CVP participa de 1% a 35% na sociedade; 4) período de desenvolvimento de 20 anos, prorrogáveis por mais 19 anos; 5) *royalties* e impostos sobre a renda de 34%, distribuição da renda entre 15% a 85% ou 25% a 75% entre, respectivamente, os operadores privados e o Estado venezuelano; e 6) isenção do imposto de 16,5% sobre as vendas, durante os cinco primeiros anos. A Figura 6 apresenta as áreas petrolíferas em território venezuelano que estão sendo exploradas através de contratos de lucros compartilhados.

A ConocoPhillips assinou, em 1996, um contrato com lucros compartilhados para explorar a área do *Golfo Paria Oeste*. Em 1999, a companhia descobriu inicialmente petróleo e gás natural, declarados como comercial em outubro de 2002. Desde então, a CVP, uma subsidiária da PDVSA exerceu o seu direito de compra de 35% no campo, conhecido por Corocoro. A PDVSA aprovou, em abril de 2003, os US\$ 480 milhões da primeira fase de

desenvolvimento de Corocoro, cuja projeção de produção é de 55.000 bbl/d no início de 2006. Os outros sócios são a Eni (26%) e a *OPIC Karimun Corporation* de Taiwan (6,5%).<sup>106</sup>



**Figura 6 – Venezuela: Contratos de Produção Partilhada**

Fonte: PDVSA. In: [www.pdv.com](http://www.pdv.com).

- **Convênios de Comercialização de Orimulsión**

Os convênios de comercialização de Orimulsión objetivam a criação de mercados para os petróleos extremamente pesados da Venezuela, mediante acordos com empresas para aperfeiçoamento de tecnologias e incremento de mercados que utilizem o Orimulsión, desenvolvido pela subsidiária da PDVSA, *Bitumenes del Orinoco* – BITOR. A subsidiária afirma que as reservas economicamente recuperáveis são de, aproximadamente, 267 bilhões de barris.

<sup>106</sup> A ConocoPhillips está explorando, também, o *Golfo Paria Este*, em que possui uma participação de 37,5%. Os outros sócios são a Eni (30%), IneParia (25%) e *OPIC Karimun* (7,5%). EIA/DOE. *Country Analysis Brief: Venezuela*. Washington, D.C.: EIA/DOE, 2004.

Entretanto, de acordo com o EIA/DOE (2004), o futuro da produção de Orimulsión encontra-se indefinido. Em setembro de 2003, a PDVSA anunciou que estava dissolvendo a BITOR na divisão operacional oriental da companhia e, por sua vez, não mais expandiria a produção de Orimulsión. A razão por trás da decisão da estatal PDVSA teve embasamento econômico, isto é, a companhia decidiu que poderia obter lucros maiores com a venda de petróleo combustível em vez de Orimulsión. Todavia, a empresa anunciou que pretende cumprir todos os contratos de longo prazo assinados com as *utilities* canadenses, japonesas, dinamarquesas e italianas, não assinando mais nenhum outro convênio de Orimulsión.<sup>107</sup>

#### 3.4.2.4 – Os Principais Impactos da Abertura do Setor Petrolífero na Venezuela

A PDVSA, assim como algumas estatais do petróleo, pretendia maximizar a apropriação da renda petrolífera pelo Estado e, além disso, gerar divisas suficientes para equilibrar o balanço de pagamentos e impulsionar o desenvolvimento econômico do País. Isto passou a ser a justificativa da política agressiva de “*abertura*” do setor ao capital privado e do aumento do grau de internacionalização da empresa.<sup>108</sup>

No começo do ano de 1996 foram licitadas dez áreas petrolíferas, cujo resultado da licitação foi o seguinte: em cinco áreas a PDVSA obteve o valor máximo do parâmetro de licitação e em quatro delas houve um lance adicional em leilão para desempatar. Isto significa que a estatal terá uma participação de 45% dos lucros, o que garantirá ao fisco nacional mais de 80% dos lucros, levando em consideração que as empresas pagarão *royalties* de 16,6% e imposto de renda de 67%.<sup>109</sup> Cabe ressaltar que, ainda no ano de 1995, ficou acertado que o Poder Executivo poderá mudar o valor do imposto se as empresas atuantes no setor provarem a

---

<sup>107</sup> EIA/DOE. *Country Analysis Brief: Venezuela*. Washington, D.C.: EIA/DOE, 2004.

<sup>108</sup> Cabe ressaltar que a Venezuela e o México são países com um grande nível de reservas. Eles passaram a investir na internacionalização, verticalização e fortalecimento de suas empresas estatais, realizam parcerias sob seu comando e a abertura de concessões está sendo feita sob total controle das estatais, tendo como ponto de referência um planejamento estratégico cuidadosamente elaborado. Mesmo sendo estatais de grande peso, a Pemex (Petróleo Mexicano) e a Petróleos da Venezuela (PDVSA) iniciaram o processo de abertura. Atualmente, houve um retorno à nacionalização do setor petrolífero venezuelano, respeitando-se, porém os contratos já assinados no período de abertura.

<sup>109</sup> FUGUET (1996), op. cit., p. 9.

impossibilidade de obtenção de margens mínimas de rentabilidade para a exploração comercial, ou seja, poderá ser reduzido o valor dos pagamentos de *royalties* e de imposto de renda.<sup>110</sup>

Com relação ao percentual de tributação das exportações petrolíferas, que possui caráter essencial na economia venezuelana, ocorreu uma grande redução do seu valor. No ano de 1990, esse percentual de tributação era 20%. Daí para frente esse valor foi gradualmente reduzido: 19% em junho de 1992, 18% em outubro de 1992, 16% em janeiro de 1993. A partir de 1996 foi totalmente eliminado. O abrandamento da carga fiscal mostra, claramente, uma mudança de postura do governo em relação ao setor petrolífero. Desde cinco anos antes da nacionalização das indústrias do petróleo, o Estado se apropriava de, aproximadamente, 85% da renda do setor e, após a nacionalização, essa taxa de apropriação dos lucros líquidos mantinha-se. De acordo com GUIMARÃES (1997):

*“Esse abrandamento da carga fiscal sinaliza uma mudança de estratégia do governo para aumentar sua receita petrolífera. A excessiva carga tributária imposta antes da nacionalização e, posteriormente a ela, dificultava a expansão dos investimentos em exploração. Além disso, o rápido crescimento da demanda interna por derivados e o subinvestimento que caracterizou os 10 anos anteriores à nacionalização tornavam necessários pesados investimentos em exploração, com a finalidade de preservar o futuro desenvolvimento da indústria. Assim, não restava outra alternativa ao governo do que buscar aumentar a sua receita petrolífera, mediante da massa de recursos gerados pela indústria.”<sup>111</sup>*

No quadro 41 são apresentados os investimentos, as reservas, a produção e os consorciados das oito áreas negociadas. O sucesso da negociação dessas áreas comprova o interesse estratégico na indústria petrolífera venezuelana e a necessidade das grandes companhias internacionais do petróleo em reconquistar posições perdidas durante as três últimas décadas e, em especial, durante as décadas de 70 e de 80.

---

<sup>110</sup> GUIMARÃES, op. cit., p. 91.

<sup>111</sup> Idem. p. 92.



**Quadro 41 – Venezuelana: Investimentos, Reservas, Produção e Consorciados das 8 Áreas Negociadas**

Área/Nome	Investimento		Investimentos Totais Estimados	Capacidade de Produção Provável	Bônus Peg(%)	Bônus De Assinatura (\$m)	Reservas Prováveis (milhões de bls)	Companhias Vencedoras
	1 Ano	5 anos Seguintes						
(2) La Ceiba	129	1.492	50(60)	160	50	104	791	Mobil (37,5%) Veba (37,5%) Nippon (25%)
(3) Guanare	55	541	30(40)	180	50	--	825	Elf Aquitaine (50 %) Conoco (50 %)
(4) San Carlos	28	698	20(30)	95	40	--	405	Perez Companac (100 %)
(6) Guarapiche	162	1.583	60(64)	200	50	109	990	British Petroleum (37,5%) Amoco (37,5%) Maxus (25%)
(7) Gulf of Paria West	144	1.146	30(45)	135	50	21	600	Conoco (100%)
(8) Gulf of Paria East	121	1.201	30(45)	130	29	--	630	Enron (90 %) Inelectra (10 %)
(9)Punta Pescador	99	695	40(50)	134	50	11	700	Amoco (100%)
Delta Centro	107	1.393	58(60)	160	41	--	820	Louisiana (37,5%) Norcem (37,5%) Benton(25%)
Total	845	8.749	318(394)	1.194	--	245	5.761	

**Nota:** (\*) valores estimados máximos e mínimos.

**Fonte:** CLEC (Novembro e Dezembro de 1995) e Petroleum Economist (Março de 1996). In : GUIMARÃES, Andréa Bastos da Silva. *As Experiências de Privatização do Setor Petrolífero na Argentina e de Abertura à Participação do Capital Privado na Venezuela*. Rio de Janeiro: COPPE/UF RJ, Março de 1997. p. 91. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético).

A proposta de mudança no setor petrolífero na Venezuela, que antes era apenas centrada numa abertura do setor proporcionada e controlada pela estatal PDVSA, transformou-se em uma política clara de sucateamento e privatização da empresa. Fuad, já em 1995, apresenta a Venezuela como um forte exemplo do processo tradicional de privatização, como pode ser visto no texto abaixo:

*“A gênese das companhias petrolíferas nacionais é usualmente vista como uma mudança progressiva no relacionamento entre o Estado e a indústria do petróleo, evoluindo de um inicial período liberal para a crescente regulamentação governamental e, finalmente, a administração direta. A Venezuela é um exemplo clássico do processo evolucionista.”<sup>112</sup>*

A opinião dos especialistas da indústria, no ano de 1998, quanto ao setor petrolífero venezuelano mostra claramente toda a sua trajetória evolucionista. Para Alberto Quiros Corradi (ex-presidente de Maraven y de Shell-Venezuela) o final do processo de abertura do setor

<sup>112</sup> FUAD (1995), op. cit., p. 167.

petrolífero na Venezuela é óbvio: a privatização da PDVSA.<sup>113</sup> Todavia, com o governo Chávez há um retorno às idéias nacionalistas anteriores ao movimento de abertura do setor petrolífero venezuelano.

### 3.4.3 – O Retorno do Ideário Nacional-Desenvolvimentista: a Reforma Petrolífera do Governo Hugo Chávez

Dois anos após o início do governo Chávez e do estabelecimento da Constituição da República Bolivariana de Venezuela, a (re)reestruturação do setor petrolífero tornou-se ainda mais clara. Com relação ao setor petrolífero, tal constituição estabeleceu que a PDVSA é propriedade exclusiva do Estado. A *Ley Orgánica de Hidrocarburos* de 2001, entrou em vigor em janeiro de 2002, substituindo a *Ley de Hidrocarburos* de 1943 e derogando todas as leis anteriores relativas às atividades de exploração, produção, refino, industrialização, transporte, armazenamento, comercialização e conservação de hidrocarbonetos.

A nova lei determina que a PDVSA é do Estado e todas as atividades da indústria petrolífera devem contar com uma maioria acionária da estatal. A lei também aumentou os *royalties* de 16,66% (Lei de 1943) para 30% e reduziu o imposto de renda de 67% para 50%. A importância da nova legislação relativa aos setores de petróleo e gás natural, pode ser observada no texto abaixo:

*“Con la derogatoria de toda la legislación previa y la promulgación de estas dos nuevas leyes orgánicas [Ley Orgánica de Hidrocarburos y Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos] se establecen las bases legales de una reforma petrolera comparable en sus ambiciones y propósitos a la de 1943, con la ley de Medina que unificó el régimen concesionario, o a la de 1975, con la Ley de Nacionalización.”<sup>114</sup>*

Um dos principais aspectos da (re)reestruturação da indústria petrolífera é, sem dúvida, a tentativa de recuperar para o Executivo Nacional, mediante o *Ministeria de Energía y Minas*, o papel central no planejamento, definição e implementação das políticas públicas relacionadas com o setor. Determina-se que, na nova legislação, para explorar e produzir os hidrocarbonetos é requerida uma licença (concessão) emitida pelo *Ministerio de Energía y Minas*.

<sup>113</sup> FUGUET (1995), op. cit., p. 25.

<sup>114</sup> LANDER, Luis E. La Reforma Petrolera del Gobierno de Chávez. *Revista Venezolana de Economía y Ciencias Sociales*. Vol. 8, nº 2, Maio-Agosto de 2002. p. 185.

Adicionalmente, qualquer acordo para formação de companhias mistas entre empresas privadas e públicas tem que ser baseado em tais licenças que são sempre consideradas como o documento de maior hierarquia nestes acordos. Conseqüentemente, uma parcela expressiva da autonomia da PDVSA foi suprimida e, atualmente, se encontra sob a jurisdição do *Ministerio de Energía y Minas*.

Com a mudança, objetiva-se, também, recuperar os níveis apropriados de rendas fiscais de origem petrolífera; para tanto, o pagamento de *royalties* será mais enfatizado que os impostos sobre os lucros.<sup>115</sup> O Quadro 42 mostra que, além da maior transparência proporcionada pelo pagamento de *royalties*, com a nova legislação do petróleo haveria um aumento da renda petrolífera, equivalente a 0,86% do PIB.

**Quadro 42 – Venezuela: Mudanças na Renda Petrolífera Proveniente dos Novos Percentuais de Imposto de Renda e *Royalty* na *Ley Orgánica de Hidrocarburos*, 2001**

	<b>Cenário Original</b>	<b>Cenário Novo</b>	<b>Variação Absoluta</b>	<b>Variação como % do PIB</b>
<b>IR</b>	67,70%	50%		
<i>Royalty</i>	16,67%	30%		
<b>Total Renda Petrolífera (em MM)</b>	7.602.466	8.479.101	876.635	0,86%
<b>IR</b>	1.372.649	50.217	(1.322.432)	-1,29
<i>Royalty</i>	2.829.817	5.028.884	2.199.067	2,15%
<b>Dividendos</b>	3.400.000	3.400.000	-	-

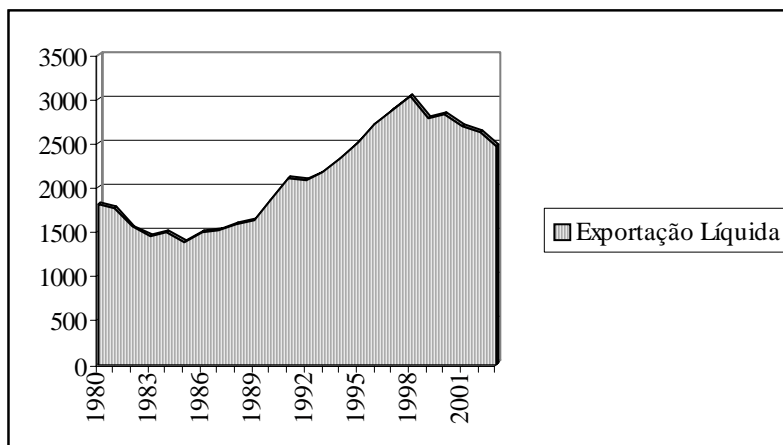
**Fonte:** ASAMBLEA NACIONAL. Decreto 1.510 com Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos. *Serie Informes*. Caracas (Venezuela), 2001.

Na Lei de 1943, o *royalty* mínimo era 1/6. Com a abertura, a PDVSA reduziu este valor para 1% em vários contratos com os investidores privados e, o que parece ser mais sério, em 1998, a estatal estava planejando um novo regime fiscal que abolisse totalmente os *royalties*. A nova legislação, como pode ser visto no Quadro 26, estabelece um piso de 30% para os *royalties* referentes ao petróleo e 20% para o gás natural.

<sup>115</sup> De acordo com LANDER (2002), “cobrar regalía es mucho más sencillo que cobrar impuestos y resulta más transparente. Procura también esta reforma revertir la tendencia a la disminución sostenida de los ingresos fiscales de origen petrolero que se había acentuado con las políticas de apertura petrolera e internacionalización de la industria impulsadas por PDVSA con fuerza durante la década pasada.” Idem.

**Gráfico 19 – Venezuela: Exportação Líquida de Petróleo, 1980-2003**

(Mil Barris por Dia)



**Nota:** Exportação Líquida de Petróleo = produção total de petróleo – consumo interno.

**Fonte:** BP-Statistical – 2004.

Outro aspecto relevante da reforma petrolífera de Chávez é o fortalecimento da OPEP, retornando-se à Venezuela ao sistema de cotas da organização petrolífera. Como pode ser visto no Gráfico 19 e Quadro 43, houve uma redução da exportação líquida de petróleo, proveniente, por um lado, do retorno a adesão das cotas estabelecidas pela OPEP e, por outro lado, da greve de âmbito nacional iniciada em 2 de dezembro de 2002.<sup>116</sup> Cabe frisar que, todas as mudanças citadas estão ocorrendo em um momento de crise política e de transformação do Estado Nacional como um todo.

Com relação ao interesse do governo venezuelano no fortalecimento da OPEP, a (re)reestruturação tenta conter as tendências nacionais e/ou internacionais contrárias ao interesse do país como grande exportador de petróleo. As tendências internacionais da década de 1990, estimuladas por organizações dos países consumidores de petróleo, estavam condicionadas a modificar os regimes fiscais e os marcos legais, ora flexibilizando monopólios, ora privatizando importantes empresas setoriais. Assim, o fortalecimento da OPEP advinda da manutenção do sistema de cotas proporcionaria um maior controle do mercado por parte dos países exportadores

<sup>116</sup> A greve nacional resultou em uma paralisação das operações da PDVSA entre o final de 2002 e os primeiros meses de 2003 e, principalmente, em uma perda de 18.000 empregados (quase metade dos empregados da estatal. EIA/DOE. *Country Analysis Brief: Venezuela*. Washington, D.C.: EIA/DOE, 2004.

de petróleo e uma menor fragilização frente aos países consumidores, em especial, os países centrais.

O Quadro 43 mostra que a relação exploração líquida/produção mantém-se próxima aos percentuais da década de 80. Nos anos de abertura, pode-se observar que este percentual teve um ligeiro acréscimo, dada às modalidades de abertura do segmento *upstream* da Venezuela. Adicionalmente, com a nova política petrolífera, houve uma redução da produção de petróleo, um aumento das reservas provadas e, conseqüentemente, uma aumento da relação reserva/produção identificada no Quadro 44.

Por fim, a nova legislação petrolífera exige que o *Ministerio de Energía y Minas* promova e apoie o desenvolvimento de empresas petrolíferas privadas nacionais. Principalmente, porque o MEM recuperou o seu papel de administrador do recurso natural e planejador de políticas, ficando para a PDVSA as funções de operação e produção dos hidrocarbonetos.

**Quadro 43 – Venezuela: Produção Total de Petróleo, Consumo, Exportação Líquida e Relação Exportação Líquida/Produção**

Ano	Consumo (Mil b/d)	Produção (Mil b/d)	Exportação Líquida (Mil b/d)	Exportação Líquida/Produção (%)
1980	415	2228	1813	81%
1985	370	1744	1374	79%
1990	397	2244	1847	82%
1991	405	2501	2096	84%
1992	431	2499	2068	83%
1993	430	2592	2162	83%
1994	436	2752	2316	84%
1995	446	2959	2513	85%
1996	426	3137	2711	86%
1997	452	3321	2869	86%
1998	475	3510	3035	86%
1999	474	3248	2774	85%
2000	496	3321	2825	85%
2001	545	3233	2688	83%
2002	594	3218	2624	82%
2003	526	2987	2461	82%

**Nota:** Exportação Líquida de Petróleo = produção total de petróleo – consumo interno.

**Fonte:** BP-Statistical – 2004.

Tais mudanças, por sua vez, não podem afetar os direitos adquiridos pelos convênios de associação, os operacionais e as autorizações sancionadas na lei de abertura do setor

petrolífero venezuelano, dado o princípio da irretroatividade das leis. Assim, além de todos os problemas econômicos, sociais e políticos, a indústria venezuelana encontra-se em um momento de transição<sup>117</sup>, tornando a avaliação setorial muito mais complicada. Porém, os pontos principais de mudança indicam um retorno ao Estado Intervencionista.

**Quadro 44 - Venezuela: Reservas Provasdas, Produção de Petróleo**

Anos	Reservas de Petróleo (Bilhões de Barris)	Produção de Petróleo (Mil b/d)	R/P (anos)
1980	19,5	2228	24
1985	54,5	1744	86
1990	60,1	2244	73
1991	62,6	2501	69
1992	63,3	2499	69
1993	64,4	2592	68
1994	64,9	2752	65
1995	66,3	2959	61
1996	72,7	3137	63
1997	74,9	3321	62
1998	76,1	3510	59
1999	76,8	3248	65
2000	76,8	3321	63
2001	77,7	3233	66
2002	77,2	3218	66
2003	78,0	2987	72

Fonte: BP-Statistical – 2004.

<sup>117</sup> Os princípios que devem reger o período de transição são os seguintes: 1) preservação dos direitos: salvo razões justificadas, o *status* dos operadores estabelecidos deve ser preservado pela nova legislação, conseqüência direta do princípio da irretroatividade das leis; 2) adequação da livre concorrência: este embargo pode sofrer algumas modificações, a fim de ajustá-lo às normas sobre livre concorrência que recorre a nova legislação. Em especial, caso os operadores estabelecidos atuem em exercício de direitos especiais e exclusivos, tenta-se amenizar as vantagens competitivas que tais prerrogativas possam derivar, em função de proteger o princípio de igualdade; e 3) conservação de títulos: conhecido também pela doutrina espanhola como *conversio tituli*. Supõe a transformação dos antigos títulos nos instrumentos previstos na nova legislação, e mediante os quais se permite o exercício da liberdade econômica. No mercado das telecomunicações venezuelano, liberalizado em 2000, as antigas concessões foram transformadas nas *habilitaciones administrativas*, novos títulos que permitem o exercício da livre iniciativa econômica privada. BADELL, GRAU & DE GRAZIA. Consideraciones Generales en Torno al Régimen Transitorio Derivado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos. *Opiniones de Interés*. (internet).

### 3.5 – Considerações Conclusivas

Ao serem estudados os setores petrolíferos dos três países da América do Sul, pôde-se observar que, mesmo com circunstâncias históricas e culturais diferentes, eles sofreram a mesma violência política: foram incitados a pedir empréstimos externos no período de elevada liquidez do mercado internacional e tiveram que pagar altíssimos juros no posterior período de crise da dívida externa. Em todos os países considerados, respeitadas as suas diferenças, a década de 80 foi um período de recessão e de crise econômica e política.

Nesse período o FMI implantou políticas iguais e forçou-lhes o saneamento de suas contas públicas, aumento de exportação e redução do nível de importação, privatizações das estatais, dentre outras medidas elaboradas pelo Consenso de Wasghinton. O setor petrolífero não conseguiu ficar ileso a essas medidas e algumas empresas estatais que atuavam no setor na América do Sul foram privatizadas. Como exemplo dessa privatização, citou-se, neste Capítulo, o caso da YPF (ex-estatal argentina).

Como se sabe, os objetivos dos programas de privatização implantados nesses países foram: o aumento da eficiência das empresas, removendo as garantias e subsídios do Estado e submetendo-as à avaliação “*correta*” do mercado (“*o mercado não possui falhas*”); redução dos déficits públicos através do corte de despesas futuras ou do aumento das despesas atuais; fortalecimento do mercado de capitais através do lançamento de novas ações e do aumento do número de acionistas.

O resultado econômico do processo de privatização pode ser bastante diferente de país para país, mas com certeza o papel do Estado como fiscalizador e regulador é fundamental, principalmente, num setor oligopolizado e verticalizado como o petrolífero. No caso argentino, viu-se que o setor passou a ser comandado por um oligopólio privado, mantendo-se o grau de concentração do setor e desmentindo o objetivo de aumento da concorrência. Os preços dos derivados aumentaram em muito na Argentina, apesar da queda dos preços internacionais do petróleo, prejudicando o consumidor.

O índice de produtividade da indústria aumentou devido à política de dispensas das empresas privatizadas e por causa da terceirização. A produção de petróleo na Argentina apresentou um aumento significativo, uma vez que o objetivo não é mais o auto-abastecimento interno e a manutenção de reservas estratégicas. Produz-se petróleo e gás natural com o objetivo

primeiro de exportação. Adicionalmente, pode-se afirmar que ocorreu um esgotamento precoce do modelo implementado no final da década de 80, dada a grave crise energética nos primeiros anos do século XXI. A criação de uma nova empresa estatal (ENARSA) também indica uma postura de retorno de política petrolífera.

O caso da Colômbia, assim como o do Argentina, é muito delicado dado ao volume de exportação muito superior ao que seria adequado a um país que não apresenta grandes volumes de reservas provadas e nem uma relação R/P adequada (7 anos em 2003). A exportação de petróleo e derivados corresponde a 26% do total das exportações colombianas. O nível de reservas continua decrescendo por falta de uma política petrolífera interna adequada, pois a Colômbia permite a exportação acelerada de petróleo mesmo sem a descoberta de novos campos petrolíferos. Para se ter uma idéia, até o final da década o país pode retornar a ser importador líquido de petróleo.

Recentemente, ocorreu uma mudança substancial do papel do Estado no setor energético: redução de sua função empresarial e fortalecimento de sua função regulatória. Neste contexto, a Ecopetrol tornou-se uma sociedade anônima, transferindo para a nova agência setorial as funções regulatórias. Assim, a companhia seria mais um agente a atuar no setor. O problema identificado é a falta de investimento em tecnologia própria e, conseqüentemente, reduzida possibilidade de concorrência com o setor privado internacional. Além disso, este poderia ser o primeiro passo para a privatização da Ecopetrol.

Por fim, a exportação de petróleo, assim como os impostos e a receita de privatizações foram utilizadas para o ajuste fiscal, em especial, depois de 1998. Os recursos provenientes da abertura não foram direcionados para o setor energético e, sim, para o Tesouro Nacional, com o objetivo de pagamento das dívidas do setor público. Não foi levado em consideração que a Colômbia não é um país petrolífero, como no caso da Venezuela (membro da OPEP). Neste caso, o esgotamento precoce das reservas pode ocasionar desequilíbrios futuros no balanço de pagamentos, a partir do momento que o país retorne a ser importador líquido.

A Venezuela encontrava-se, até o ano de 1999, no primeiro estágio do processo de privatização, qual seja, a fragmentação da empresa através de sua divisão em subsidiárias, proposta que pode ser encontrada na legislação brasileira que regulamenta o setor petrolífero e que chama muito a atenção dos partidos de oposição e também de alguns partidos de apoio ao governo. Foram licitados vários campos marginais naquele país, onde a produção aumentou



assustadoramente e, nota-se, num período em que os preços internacionais do produto estavam em baixa, resultando em um processo que só poderia causar a exaustão irresponsável das reservas venezuelanas. Durante o período de abertura, a constituição nesse país só não foi modificada por que iria requerer tempo para discussão do tema, o que talvez pudesse frear o processo de privatização, assim como ocorreu no México.

O processo de abertura não teve prosseguimento dada à (re)reestruturação setorial promovida pelo governo Hugo Chávez. A primeira mudança foi a promulgação da Constituição da República Bolivariana de Venezuela, com artigos que proibiam a privatização da PDVSA e a associação minoritária da estatal em contratos de exploração e produção de hidrocarbonetos. O passo seguinte foi a *Ley Orgánica de Hidrocarburos* em 2001, estabelecendo pontos fundamentais como aumento dos *royalties*, redução do imposto de renda, fortalecimento do *Ministerio de Energía y Minas* e retorno a política de cotas da OPEP. Assim como a Argentina e a Colômbia, o país encontra-se em um momento de transição de política, o que torna a análise muito mais complexa.

Logo, o objetivo deste Capítulo foi mostrar que, apesar das diferenças entre países, as políticas de ajuste fiscal do FMI foram implantadas de acordo com um mesmo receituário questionável. Acredita-se que a estratégia das multinacionais do petróleo consiste na conquista de reservas petrolíferas na América Latina, já que as grandes reservas mundiais encontram-se no Oriente Médio - área de grandes conflitos e de pouca estabilidade.

## CAPÍTULO 4 – A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR PETROLÍFERO BRASILEIRO

### 4.1 – Introdução

O início da indústria brasileira de petróleo foi marcado pelo descaso da iniciativa privada, nacional e internacional, e pelos conflitos tão presentes, principalmente, no segmento *upstream*. Entretanto, com a Revolução de 1930 surge, no Brasil, um novo padrão de desenvolvimento econômico no qual o Estado teria uma presença inédita na economia e em questões infra-estruturais. Ele passa a atuar sobre pontos-chave da vida econômica e social, formulando políticas de caráter nacional. O fortalecimento do Estado, o projeto nacional de desenvolvimento auto-sustentável, o nacionalismo e a busca incansável da soberania nacional ligariam, ideologicamente, Estado e Exército no Estado Novo de Getúlio Vargas.<sup>1</sup>

Durante o primeiro Governo Vargas (1930-1945) houve um crescente movimento de constituição do aparelho estatal de forma centralizada e nacionalmente articulada. No que se refere ao petróleo, foi criado, no ano de 1938, o CNP (Conselho Nacional do Petróleo), declarado de utilidade pública o abastecimento nacional de petróleo e nacionalizada a indústria de refino.<sup>2</sup> Seguindo este movimento nacionalizante, o Clube Militar, representado pelo General Horta Barbosa, articulou a formação do Centro de Estudo e Defesa do Petróleo no ano de 1948, cujo objetivo principal era centralizar a campanha “*O Petróleo é Nosso*” e com isso “forçar” o presidente Getúlio Vargas e os parlamentares a criar uma empresa estatal do petróleo. Por fim, o projeto de Lei nº 1.516/51 enviado ao Congresso por Getúlio Vargas, após 22 meses de tramitação, transformou-se na Lei nº 2.004/53 que criou a PETROBRÁS - Petróleo Brasileiro S.A. e tornou o setor petrolífero de segurança nacional.<sup>3</sup>

---

<sup>1</sup> “A afirmação da nação, o fortalecimento do Estado e da instituição militar constituíram, no plano ideológico, uma identidade que se exarcebaria no Estado Novo. Esse parece ser o ângulo que melhor permite captar a vinculação entre os militares e o projeto de industrialização concebido como base material da defesa militar, da autonomia nacional e da força do Estado.” DRAIBE, Sônia. *Rumos e Metamorfozes - um estudo sobre a constituição do Estado e as alternativas da industrialização no Brasil, 1930-1960*. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1985. p. 66.

<sup>2</sup> As idéias nacionalistas, desenvolvimentistas e, além dessas, o populismo foram marcantes desde então e até o Golpe Militar de 1964.

<sup>3</sup> Vargas sentia necessidade de criar a PETROBRÁS ainda no seu governo, como pode-se observar no texto que segue:

“Há ainda uma coisa que preciso ultimar e me julgo obrigado a fazer. É a PETROBRÁS. Tantos anos de luta para defender o nosso petróleo contra a cobiça dos trustes exigem a execução desse empreendimento, que é fundamental para o progresso e independência econômica do Brasil.” VARGAS. In: LIMA, Medeiros. *Petróleo, Energia Elétrica, Siderurgia: a luta pela emancipação (um depoimento de Jesus Soares Pereira sobre a política de Vargas)*. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1976. p. 185.

O conflito político-ideológico entre as partes a favor e contra o monopólio estatal exercido pela PETROBRÁS sempre foi muito acirrado, até mesmo bem antes da formação da estatal. Fatos importantes como o suicídio de Vargas, o Golpe Militar de 1964, a Constituição de 1988 e a Reforma Constitucional da década de 90 comprovam o ponto acima referido. Por sua vez, a companhia sempre aproveitou de sua autonomia para acompanhar as mudanças internacionais do setor e para se tornar uma estatal tecnologicamente forte.

O objetivo principal deste capítulo é apresentar a reestruturação do setor de petróleo no Brasil, a atuação do Estado Regulador na figura do órgão regulador (Agência Nacional do Petróleo – ANP) e identificar a importância da atuação da PETROBRÁS como empresa verticalizada e integrada. Para tanto, achou-se conveniente dividir este capítulo em cinco partes além desta introdução. No item 4.2 será apresentada a história político-econômica do setor petrolífero brasileiro, das primeiras concessões petrolíferas no século XIX até a flexibilização da indústria em meados da década de 1990. Em seguida, será analisada a reestruturação da indústria brasileira de petróleo, identificando as mudanças ocorridas com as privatizações de algumas subsidiárias do Sistema PETROBRÁS e a flexibilização do monopólio advinda da Reforma Constitucional. Os itens 4.4 e 4.5 apresentarão, respectivamente, o novo formato institucional, regulatório e estrutural da indústria e os principais dados do segmento *upstream*. E, por último, serão apresentadas algumas considerações conclusivas.

## **4.2 – A História Político-Econômica do Setor Petrolífero Brasileiro**

### **4.2.1 – As Primeiras Iniciativas Referentes ao Petróleo no Brasil: de 1864 a 1930**

A ocorrência de infiltrações de óleo, no Brasil, sempre foi mínima, sendo a Bahia uma região considerada promissora para exploração e produção. Havia indícios, desde o início da colonização, que os índios utilizavam flechas cobertas de petróleo e resina para incendiar os fortins dos invasores portugueses e, também, as ocas de outras tribos em tempos de guerra. Além disso, a descoberta de fósseis marinhos nos cortes ao longo da faixa da Estrada de Ferro Bahia-São Francisco, em meados do Século XX, mostravam que a região poderia ser promissora em petróleo.<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> SMITH, Peter Seaborn. *Petróleo e Política no Brasil Moderno*. Brasília: Editora Art Nova/Editora Universidade de Brasília, 1978. p. 23.

Com a independência do Brasil de Portugal, em 1822, a legislação sobre mineração manteve o direcionamento dado pela política colonial, sendo que a riqueza do subsolo foi considerada propriedade da Coroa Imperial. Quando concedia os direitos de pesquisa, o governo imperial afirmava que o concessionário que tivesse interesse em obter os direitos de lavra teria que requerer outra concessão. Em 1876, foi criada no Brasil a primeira escola de mineração em Minas Gerais, introduzindo-se a idéia de obtenção de hidrocarbonetos combustíveis (no caso, o carvão) e de estudos geológicos de várias regiões brasileiras feitas por estrangeiros.

O petróleo iniciou a sua trajetória histórica no Brasil no final do Século XIX, quando dois ingleses (Thomas Denny Sargent e Edward Pellew Wilson) receberam, respectivamente, a concessão de exploração por noventa anos em torno de Ilhéus e Camaú (Bahia) e a concessão ao longo do rio Maraú (Bahia).<sup>5</sup> Neste período, ocorreu pesquisa de petróleo nos Estados de São Paulo, Maranhão e Santa Catarina, sem, no entanto, obtenção de resultados positivos.

Com a passagem de Império para República (1889), a constituição promulgada em 1891 criou um sistema federal relativamente livre em contraposição à centralização do antigo governo. Com relação à mineração, tal constituição estabeleceu que os donos do solo possuíam o subsolo e suas riquezas<sup>6</sup>, adotando-se o regime de propriedade plena<sup>7</sup>. Além disso, os estados da federação retinham a propriedade das terras devolutas e a regulamentação da mineração.

A Constituição de 1891 impedia qualquer atividade federal direta na mineração, com exceção de disposição legal destinada a regulamentar a indústria. No entanto, não se conseguia nem mesmo formular um código de minas, dada a resistência dos fazendeiros ao aumento do poder federal em seus negócios. O governo federal promoveu levantamentos geológicos com a contratação, em 1903, do geólogo americano Israel Charles White. Em seu relatório de 1908,

---

<sup>5</sup> Os proprietários de terra dentro da concessão de Wilson contestaram o direito da Coroa Imperial de ceder parte de suas propriedades, todavia, a sua concessão foi mantida. Adicionalmente, formou uma companhia e construiu uma destilaria em 1884, com o objetivo de extrair óleo de xisto betuminoso em torno de Maraú. SMITH (1978), op. cit., p. 24.

<sup>6</sup> Direito de Acessão, de acordo com a legislação norte-americana. MENEZELLO, Maria D'Assunção Costa. *Comentários à Lei do Petróleo: Lei Federal nº 9.478, de 6-8-1997*. São Paulo: Atlas, 2000. p. 30.

<sup>7</sup> Neste momento, via-se que a nova Constituição refletia o interesse dos fazendeiros que controlavam a economia brasileira, que era essencialmente agrícola. Grande parte das vezes estes não se interessavam pela exploração de petróleo em suas fazendas. A exceção, segundo SMITH (1978), ocorreu em São Paulo em 1892 quando o paulista Eugênio Ferreira Camargo comprou a fazenda Bofete de uma companhia de petróleo que faliu. O resultado de sua obstinação não foi petróleo e sim água sulfurosa. Vários escritores consideram-no o pioneiro nacional do petróleo. SMITH (1978), op. cit..

mostrou-se pessimista quanto ao potencial petrolífero do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina.<sup>8</sup> Numa tentativa de promover o levantamento geológico, criou-se, em 1907, o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB)<sup>9</sup>, no Ministério da Agricultura. A atitude do governo federal era a de exclusão das empresas estrangeiras, pois havia receio quanto à atuação das grandes companhias internacionais de petróleo; além disso, o crescente nacionalismo foi acentuado pela aproximação do Centenário da Independência em 1922.<sup>10</sup>

A busca de petróleo no final do século XIX e início do século XX, no Brasil, não obteve significância dada a falta de capital, pessoal treinado e incentivos legislativos. O período que antecede a Revolução de 1930 e todas as transformações que nela ocorreram é marcado, com relação ao petróleo, por uma deficiência da iniciativa privada na pesquisa de petróleo em território brasileiro.<sup>11</sup> Adicionalmente, a controvérsia quanto ao tema gerou vários debates que poderiam ter ocasionado a formulação de uma legislação petrolífera, entretanto, a Revolução de 1930 interrompeu toda esta iniciativa. O trecho abaixo demonstra a dificuldade política de formulação de leis referentes ao petróleo:

*“A controvérsia do petróleo continuou na Câmara dos Deputados até 1930, sendo apresentadas várias emendas e projetos substitutivos. O último ato do drama ocorreu a 8 de agosto de 1930, quando o Deputado Graccho Cardoso, de Sergipe, apresentou um projeto substancialmente igual ao de Oliveira, de 1927. Em questão de meses, contudo, quando o projeto estava para ser aprovado, houve a revolução de 1930 e o projeto de Cardoso morreu com a Primeira República.”<sup>12</sup>*

#### **4.2.2 – O Fracasso da Iniciativa Privada e a Crescente Participação do Estado Desenvolvimentista: de 1930 a 1953**

O primeiro ato do Governo Vargas, com relação à mineração foi a anulação, antes do final do ano de 1931, da Constituição de 1891 e o estabelecimento ao governo federal do direito

<sup>8</sup> Um episódio interessante que ocorreu com White foi a tentativa de outro geólogo de apresentar uma amostra de óleo refinado como se fosse óleo cru extraído no sul da Bahia.

<sup>9</sup> O SGMB somente podia explorar terras federais, principalmente, os territórios que eram distantes e de difícil acesso.

<sup>10</sup> Cabe ressaltar que, durante a década de 1920, os exploradores de petróleo estrangeiros não eram impedidos de entrar, mas não recebiam apoio nem cooperação.

<sup>11</sup> Observa-se que, de 1864 a 1918, a iniciativa privada perfurou aproximadamente uma dezena de poços para pesquisar petróleo. MARINHO JR., Ilmar Penna. *Petróleo: soberania e desenvolvimento*. Rio de Janeiro: Bloch, 1970. p. 307.

<sup>12</sup> SMITH (1978), op. cit., p. 34.

de autorizar a pesquisa e a lavra dos recursos minerais em todo o território nacional, fazendo, assim, com que os proprietários rurais e os Estados perdessem o controle das minas e da mineração.

No Governo Vargas, o governo federal e a indústria privada nacional tiveram constantes divergências quanto à pesquisa de petróleo. Dois fatos merecem destaque, a saber: 1) o caso Bastos e Cordeiro; e 2) o caso Monteiro Lobato. No ano de 1932, Manoel Ignácio Bastos comunicou ao Ministério da Agricultura a ocorrência de óleo em Lobato (Bahia). Os técnicos do Ministério da Agricultura acusaram de despejar petróleo no poço e, assim, forjar os resultados. Sem apoio do governo federal, Bastos recorreu a ajuda de Oscar Cordeiro, presidente da Bolsa de Mercadorias da Bahia. Cordeiro enviou uma amostra do petróleo de Lobato ao Laboratório Central da Produção Mineral, mas o Ministério da Agricultura relevou o pedido de assistência de Cordeiro. Anos mais tarde, em 1939, foi encontrado petróleo em Lobato (poço pioneiro).

O caso de José Bento Monteiro Lobato também é um importante exemplo de como foi tratado o petróleo no Brasil. Com a posse, em 1933, de Juarez Távora no Ministério da Agricultura, formou-se a Diretoria Geral da Produção Mineral (DGPM), que no ano seguinte passaria a ser a diretoria Nacional da Produção Mineral (DNPM)<sup>13</sup>. Transferiu-se ao DNPM todas as propriedades minerais, licenças de prospeção e concessões de mineração que estavam sob a jurisdição dos Estados. Dentre os geólogos de petróleo, atuavam no DNPM (SFPM) o geólogo americano Mark Malamphy e o técnico de origem lituana, Victor Oppenheim (ex-funcionário da estatal argentina de petróleo – YPF).

O setor privado, através da Companhia Petróleo Nacional (CPN), voltou a atuar no setor de petróleo, com a autorização dada a Edson de Carvalho para sondar em busca de petróleo. Um dos diretores da Companhia Petróleo Nacional era Monteiro Lobato. Por recomendação de Mark Malamphy, Victor Oppenheim foi contratado pela CPN, em 1933, para perfurar em Riacho doce (Alagoas). Após um mês, Oppenheim comunicou a Carvalho a impossibilidade de se encontrar petróleo naquela região. Oppenheim, assim, foi para o Rio de Janeiro e passou a fazer parte do DNPM (SFPM). Além disso, Euzébio de Oliveira (diretor do SGMB a época) declarou duvidar da existência expressiva de petróleo em Riacho Doce e da integridade dos diretores da

---

<sup>13</sup> A DNPM incluiu o SGMB e o Serviço de Fomento da Produção Mineral (SFPM).

CPN. Mesmo assim, Carvalho continuou explorando com equipamentos e fundos emprestados; declarando ainda em 1933 ter tido contato com petróleo a apenas 600 metros do porto de mar.

Com a descoberta de Carvalho, Monteiro Lobato enviou uma carta ao Presidente Getúlio Vargas, denunciando o SGMB como sabotador e começou a desacreditar a atuação do DNPM e de seus órgãos através da imprensa. Lobato, logo após a denúncia, foi para São Paulo e formou a Companhia Petróleos do Brasil para fazer sondagens em Araquá, município de São Pedro. Sem encontrar petróleo, o Jornal do Brasil, criticando a postura de Monteiro Lobato e outros “homens do petróleo”, recomendou ao governo federal ter cautela quanto ao tema petróleo, sendo que seria responsabilidade do governo impedir que os organizadores de companhias petrolíferas enganassem os cidadãos com a venda de ações destas empresas. Logo após tal denúncia, o Governo Vargas promulgou a Constituição de 1934, adotando o regime de concessão e instituindo a dicotomia entre a propriedade do solo e do subsolo, reafirmada no Código de Minas<sup>14, 15</sup>. A citação abaixo mostra que os conflitos entre a iniciativa privada e o Governo Federal não conseguiram ser harmonizados, fazendo com que a atuação direta do governo fosse cada vez mais preconizada:

*“A conjugação de fatores políticos e socioeconômicos levaram o Governo a atuar diretamente nas questões de ‘planejamento estratégico’, deixando para o DNPM apenas a função executiva, uma vez que esta autarquia tinha como competência proceder à implantação das políticas minerais. No entanto, isso não foi fator suficiente para harmonizar os interesses privados e governamentais que circundavam as questões petrolíferas.”<sup>16</sup>*

*“O conflito entre os dois tipos diferentes de nacionalismo tornou-se cada vez mais áspero. Ambos os lados – governo e indústria privada – queriam excluir os estrangeiros da pesquisa do petróleo, mas a indústria dispunha-se a arriscar seu dinheiro e queria que outros partilhassem do risco, enquanto o governo procurava proteger os cidadãos para que não fossem vitimados por companhias particulares superentusiastas. O papel de protetor do governo, contudo, era ineficaz, na falta de maior esforço por suplementar a iniciativa privada na pesquisa do petróleo. Na verdade, a atitude hostil dos geólogos governamentais para com a pesquisa pela iniciativa privada provavelmente retardou a exploração.”<sup>17</sup>*

<sup>14</sup> Decreto nº 24.642/34.

<sup>15</sup> MACEDO e SILVA, Antonio Carlos. *PETROBRÁS: a consolidação do monopólio estatal e a empresa privada (1953-1964)*. Campinas: UNICAMP, 1985. pp. 2-3. (Dissertação de Mestrado em Economia).

<sup>16</sup> MENEZELLO (2000), op. cit., p. 32.

<sup>17</sup> SMITH (1978), op. cit., p. 44.

Em meio a controvérsias entre o setor privado nacional e o Governo Federal, formou-se uma Comissão de Inquérito do Petróleo<sup>18</sup>, que em 1937 isentou completamente o DNPM e seus métodos. Com o Estado Novo, promulgou-se a Constituição de 1937, com um caráter ainda mais nacionalizante ao estabelecer a exigência de que as sociedades organizadas para a exploração das minas fossem constituídas por acionistas brasileiros. Reforçando ainda mais as bases nacionalistas da política de petróleo foram promulgados o Decreto-lei nº 1.985/40 e o Decreto-lei nº 3.236/41.<sup>19</sup>

Até o ano de 1938 as atividades de pesquisa e exploração de petróleo no Brasil estavam franqueadas ao capital privado, nacional ou estrangeiro. Nesse ano, o primeiro fato relevante foi a promulgação do Decreto-lei nº 366/38, declarando os campos petrolíferos ainda a serem descobertos no território nacional como de propriedade do Governo Federal. O segundo fato foi a promulgação do Decreto-lei nº 395/38, declarando de utilidade pública o abastecimento nacional de petróleo, donde o refino, em especial, foi considerado um serviço de utilidade pública nacional, fundamental à defesa militar e econômica do país. Neste decreto, foi nacionalizada a indústria de refino (petróleo importado e produção nacional) e foi criado o Conselho Nacional do Petróleo<sup>20</sup>. Por fim, o Decreto-lei nº 538/38 constituiu o Conselho Nacional do Petróleo. Para inibir definitivamente a possibilidade de pesquisa não autorizada próximas à Lobato, o CNP promulgou o Decreto-lei nº 3.701/39<sup>21</sup>, sendo que a razão alegada foi a participação de acionistas estrangeiros nas companhias que atuavam na região.

O primeiro presidente nomeado do CNP foi o General Júlio Horta Caetano Barbosa, ex-diretor de Engenharia do Exército. Assim, iniciava-se um projeto de cunho nacionalista para o

---

<sup>18</sup> MONTEIRO LOBATO, José Bento. O Escândalo do Petróleo e Ferro. *Obras Completas de Monteiro Lobato – Literatura Geral*. 1ª Série, Vol. 7. São Paulo: Brasiliense, 1956.

<sup>19</sup> O Decreto-lei nº 1.985/40, em seus artigos 5º e 6º estabelece que os direitos de pesquisa devem ser exclusivamente autorizados pelo Governo da União, somente para brasileiros, pessoas naturais ou jurídicas, constituídas estas de sócios ou acionistas brasileiros.

O Decreto-lei nº 3.236/41 declarou que as jazidas de petróleo e gases naturais existentes no território nacional pertenciam à União e exigiu que as sociedades de mineração de petróleo somente tivessem sócios e acionistas de nacionalidade brasileira.

<sup>20</sup> O CNP foi constituído por brasileiros natos, designados pelo Presidente da República, e composto por seis representantes de Ministérios, um representante de classe do comércio e outro da indústria. Era um organismo autônomo, subordinado diretamente do Presidente da República.

<sup>21</sup> Todos os depósitos de petróleo do Recôncavo, num raio de 60 quilômetros do Poço 163 (poço pioneiro), tornaram-se reserva nacional, sendo que o CNP seria o único responsável pela pesquisa de toda a região. SMITH (1978), op. cit., p. 53.



setor petrolífero, impulsionado por um segmento do Exército que tinha no General Júlio Horta Caetano Barbosa um de seus líderes.<sup>22</sup> Neste ínterim, a nacionalização da indústria de refino foi um passo importante, devido à garantia de lucros altos e certos dessa atividade. Em 1938, o refino já representava um negócio de alto lucro, o que fez com que a *Standard*, a *Texaco*, a *Atlantic* e a *Anglo-Mexican* ficassem interessadas em instalar grandes refinarias no Brasil, mesmo que o procedimento costumeiro fosse situar as refinarias na proximidade das regiões produtoras. O objetivo era antecipar-se a possíveis legislações, garantindo assim, o mercado consumidor.<sup>23</sup> A pesquisa, por sua vez, requeria um alto custo e os seus resultados eram imprevisíveis, não chamando a atenção dos grandes oligopólios privados internacionais.

Ainda em 1938, o Brasil negociou um acordo com a Bolívia onde lhe forneceria a ligação com o mar (por ferrovia até Santos) e, em contrapartida, a Bolívia reservaria parte de sua região “subandina” para a pesquisa e lavra conjunta com o Brasil. Adicionalmente, estabelecia-se que após o abastecimento boliviano, o excedente do petróleo produzido pertenceria ao Brasil sem restrições.

O General Horta Barbosa reivindicava ao menos o controle da indústria do petróleo pelo Estado. Para tanto, foram enviados a Vargas, em 1939, dois projetos, que resultariam no Decreto-lei 2.615 de 1940 (que criou o imposto único sobre combustíveis) e na proposta de uma refinaria estatal que, no final das contas, nunca saiu do papel. O segundo projeto (projeto da criação de uma refinaria estatal) foi enviado por Vargas ao Conselho Técnico de Economia e Finanças, órgão conhecido como “*bastião*” do liberalismo, que não o levou à frente.

A Segunda Guerra Mundial afetou o prosseguimento da exploração de petróleo nacional pela dificuldade de obtenção de equipamentos nos Estados Unidos, dada a reduzida frota de navios causada pela guerra. O Brasil também sentiu a escassez de petróleo em 1941, pois grande parte do petróleo consumido vinha de Aruba: promulgou-se a Lei do Gasogênio<sup>24</sup>,

---

<sup>22</sup> MACEDO e SILVA (1985), op. cit., p. 3.

<sup>23</sup> Idem. pp. 7-8.

A preocupação em se anteceder a possíveis legislações de cunho “*nacionalista*” fez com que a *Standard Oil* atuasse com ousadia, construindo em São Paulo uma refinaria destinada à abertura do precedente jurídico (após a legislação seria impossível instalar refinarias no Brasil) e não ao refino em si. Essa refinaria foi embargada pelo CNP, com base no Decreto-lei 358.

<sup>24</sup> A Lei do Gasogênio (“gasolina” destilada do carvão de lenha) obrigou os proprietários de frotas de mais de 10 caminhões a usarem o gasogênio em um entre cada dez caminhões.

aumentou-se a adição de álcool anidro à gasolina e solicitou-se à população que poupasse combustível.

Até o ano de 1943, momento em que o General Horta Barbosa pede demissão do CNP, o “*sonho*” da refinaria estatal e do monopólio, em especial, parecia estar bastante distante. Pouco depois do Presidente Vargas ser deposto, o Conselho Nacional do Petróleo abriu concorrência para a concessão de licenças para a construção de refinarias por grupos privados nacionais.<sup>25</sup> Em 1943, o novo presidente do CNP era o Coronel do exército João Carlos Barreto, cujo interesse encontrava-se no rápido desenvolvimento do petróleo e não somente na manutenção de controle nacionalista sobre a indústria. O CNP reconheceu, em um comunicado de 6 de maio de 1945, que o capital estrangeiro era necessário para desenvolver os recursos petrolíferos nacionais.<sup>26</sup> Para tanto, seriam necessárias modificações nas barreiras constitucionais e legais.

Com Eurico Dutra no poder (1946), foi elaborada a Constituição de 1946, que estabeleceu, quanto ao setor petrolífero, a restrição de que o mesmo ficasse a cargo de brasileiros ou de companhias organizadas no país, não especificando a nacionalidade dos seus acionistas. Além disso, mantinha a separação da propriedade do solo e do subsolo e determinava que a União somente poderia monopolizar determinada indústria ou atividade por lei. Desta forma, a CF/46 possibilitou que estrangeiros explorassem o petróleo brasileiro.

Em 1947, o CNP constituiu a Comissão de Anteprojeto da Legislação do Petróleo, para revisar as leis existentes de acordo com a constituição. Tal comissão era formada por Odilon Braga, que reuniu a Comissão de Inquérito de Petróleo em 1936, pelo professor Ruy de Lima e Silva, Avelino Ignácio de Oliveira, Glycon de Paiva, Coronel Arthur Levy e o General Antônio

---

<sup>25</sup> “A participação de capitais privados brasileiros na indústria do refino foi oficialmente autorizada pela Resolução nº 1 do CNP, publicada no ‘Diário Oficial’, no dia 30 de outubro, ou seja, 24 horas depois da deposição do presidente Getúlio Vargas.” Neste momento, foram habilitados quatro concorrentes à instalação de refinarias dos quais apenas três foram qualificados (Aristides de Almeida, Alberto Soares Sampaio e Drault Ernany). Aristides de Almeida desistiu imediatamente depois de conhecidas as condições exigidas para outorga das concessões. As refinarias, que tiveram as suas concessões dadas em 1946, só vieram a funcionar em 1954. LIMA (1976), op. cit., p. 85.

<sup>26</sup> “... o CNP procurou interessar o capital brasileiro na instalação de refinaria de petróleo e estimulou os candidatos a investirem até 25 por cento dos lucros da refinação na exploração. Em julho de 1946, havia quatro grupos interessados na construção de refinarias (duas na região do Rio de Janeiro e duas perto de São Paulo). O CNP estimou que uma refinaria de 10.000 b.p.d. custaria até CR\$ 150 milhões, que proporcionariam um lucro bruto estimado em Cr\$ 56 milhões. Estimava o CNP que a reserva de 25 por cento dos lucros, menos certas deduções obrigatórias, daria Cr\$ 12 milhões, ou seja, o bastante para pesquisar eficazmente 20.000 hectares.” SMITH (1978), op. cit., p. 63.

José Alves de Souza. O objetivo da comissão, segundo afirmou Odilon Braga ao Clube de Engenharia em 1947, “*era esboçar leis que atraíssem capital estrangeiro para a indústria do petróleo, ao mesmo tempo em que equilibrando os extremos de monopólio estatal e livre utilização por concessão.*”<sup>27</sup>

Diferente do que se pensava, não foi totalmente desarmada a capacidade intervencionista e regulatória do Estado, uma vez que o retorno ao liberalismo anterior ao Governo Vargas era, segundo Sônia Draibe, uma impossibilidade histórica.<sup>28</sup> O nacionalismo ressurgiu com maior força na organização do Centro de Estudos e Defesa do Petróleo e da Economia Nacional e a campanha do “*O Petróleo é Nosso*”. Ao final do ano de 1947, o Clube Militar havia se transformado no mais importante local de debates sobre a política brasileira referente ao petróleo. O General Horta Barbosa era o principal porta-voz da tese “*nacionalista*” conhecida como “*O Petróleo é Nosso*”. Essa tese exigia o monopólio do Estado para todas as fases da indústria petrolífera (pesquisa, lavra, refinação, transporte e distribuição). Todavia, o Estatuto do Petróleo<sup>29</sup>, apresentado por Odilon Braga à Câmara dos Deputados em 11 de novembro de 1947, desprezou a campanha nacionalista.

O Governo Dutra, face ao fracasso do Estatuto do Petróleo que não teve apoio nem dos “*entreguistas*”<sup>30</sup> nem dos “*nacionalistas*”, resolveu enviar ao Congresso o Plano Salte<sup>31</sup>, elaborado pelo DASP em 1948 para vigorar num prazo de 5 anos. Ele estabelecia, com detalhes, os projetos de investimento estatal nos setores de saúde, alimentação, transporte e energia. No

---

<sup>27</sup> Idem. p. 68.

<sup>28</sup> DRAIBE (1985), op. cit., p. 139.

<sup>29</sup> O modelo base para o Estatuto do Petróleo foi a lei do petróleo de 1934 da Grã-Bretanha em que a Coroa possuía todo o petróleo e gozava do direito exclusivo de pesquisa e lavra, mas as concessões de “pesquisa, perfuração e lavra” eram dadas aos candidatos mais competentes e o concessionário era proprietário do petróleo extraído dada as condições acima referidas.

<sup>30</sup> O termo “*entreguista*” refere-se a partidários da presença constante do capital estrangeiro no processo de industrialização brasileiro.

<sup>31</sup> No dia 10 de maio de 1948 foi enviado ao Congresso a mensagem de nº 196 referente ao Plano Salte. O programa referente ao petróleo tinha os seguintes itens:

1º) Pesquisa intensiva, em parte de algumas áreas das diferentes bacias sedimentárias, que atingem a 300 milhões de hectares, aquisição de todo o material especializado necessário à perfuração de poços e execução dos trabalhos complementares.

**Orçamento:** 1.150 milhões de cruzeiros.

2º) Aquisição e montagem de refinarias para produção diária de 45 mil barris e ampliação da refinaria da Bahia para produção de 5 mil barris diários.

**Orçamento:** 650 milhões de cruzeiros.

3º) Aquisição de 15 mil toneladas cada um ou tonelagem total equivalente.

**Orçamento:** 700 milhões de cruzeiros.

setor de energia, previa-se o investimento de 51% do total de recursos para este setor direcionado para o subsetor energia elétrica e 48% para o subsetor petróleo, além de reservar poucos recursos para o setor carvão. O objetivo desse investimento era aliviar o balanço de pagamentos, em especial, com relação ao petróleo.<sup>32</sup> O Plano Salte não foi implantado em sua totalidade por motivações políticas e complicações financeiras (cortes orçamentários, demora na liberação de verbas e inflação). Apesar de suas verbas e pessoal terem sido drasticamente reduzidos, o plano estimulou os setores de transporte e refino da indústria petrolífera nacional e forneceu recursos para a pesquisa.<sup>33</sup>

Com Vargas no poder novamente [a eleição foi em fins de 1950], dada a intenção de crescimento econômico e modernização da economia brasileira, o gargalo era a necessidade cada vez maior de alocações de divisas estrangeiras para importações de petróleo, sendo que as divisas estrangeiras eram altamente dependentes da venda do café. Logo, as crises do balanço de pagamentos poderiam causar faltas de combustível e, conseqüentemente, inibir o crescimento econômico. Neste contexto, o desenvolvimento de fontes nacionais de energia era fundamental na redução da vulnerabilidade da economia nacional e, então, Vargas destinou grande parte dos recursos de seu governo ao desenvolvimento dos setores de petróleo e de eletricidade. Dentro desta perspectiva tornava-se necessária uma nova configuração do setor petrolífero nacional através da formação de uma empresa do petróleo.

Para evitar uma possível estagnação econômica proveniente da escassez do petróleo, em dezembro de 1951, o então presidente eleito, Getúlio Vargas, enviou ao Congresso o Projeto de Lei nº 1.516, propondo criar a sociedade por ações “*Petróleo Brasileiro S.A.*” (PETROBRÁS)<sup>34</sup>. Juntamente com essa proposta foi enviado o Programa do Petróleo Nacional

---

BRASIL, Congresso. In: LIMA (1976), op. cit., p. 182.

<sup>32</sup> Para a defesa das medidas sugeridas pelo Plano Salte, Horácio Lafer, então líder da maioria na Câmara dos Deputados, afirmou: “*nunca foi suficientemente explicado que dos 109 milhões de dólares que enviamos em 1948 para a importação de petróleo, 46 milhões se destinaram a fretes ou, mais ou menos, 49% do total enviado. Outros 13 milhões, ou mais ou menos 12%, economizaríamos, se tivéssemos refinarias, somente importando óleo cru. Logo, se comprarmos navios petroleiros e instalarmos refinarias economizaremos cerca de 60% em divisas. Só em 1948 teríamos poupado 65 milhões de dólares.*” Idem.

<sup>33</sup> De acordo com SMITH (1978), no ano de 1950, o Conselho Nacional do Petróleo perfurou 30 poços, ou seja, 13 a mais do que em 1949. Além disso, a produção aumentou de 300 b.p.d. em 1949 para 930 b.p.d.. SMITH (1978), op. cit., p. 86.

<sup>34</sup> O projeto que criava a PETROBRÁS diferia do Estatuto do Petróleo em pontos fundamentais. O primeiro fornecia ao governo maior controle sobre a indústria do petróleo e proporcionaria um capital para a nova indústria, cujas fontes eram alheias às suas operações. O Estatuto do Petróleo determinava que o governo, na figura do CNP, poderia delegar todas as funções industriais (exceto a distribuição) por meio de autorizações ou concessões. Já o projeto da

que seria concebido para um prazo de cinco anos (1952-1956). Previam-se que, até o ano de 1955, o consumo de derivados no Brasil aumentaria de 100 mil barris diários para 200 mil barris diários e que a demanda, por sua vez, não seria atendida nem em 50%. O Programa do Petróleo Nacional preocupado em atender a demanda crescente de óleo e em reduzir a dependência nacional quanto ao mesmo, estimou serem necessários investimentos da ordem de 8 bilhões de cruzeiros, do qual seriam reservados 62% para inversões em pesquisa e produção, 25% para refino e o restante para equipamentos e transporte, com o objetivo de elevar a capacidade de refino, em 1956, acima de 100 mil barris diários do consumo previsto (isto é, cerca de 300 mil barris diários).<sup>35</sup>

Do Projeto de Lei nº 1.516 até a Lei nº 2004 o debate foi árduo, complicado, complexo.<sup>36</sup> O Projeto de Lei enviado por Vargas ao Congresso não mencionava nada com relação às pendências entre o Estado e o capital privado (nacional e/ou estrangeiro). A PETROBRÁS seria uma empresa mista<sup>37</sup> e manteria algumas indefinições já presentes na atuação do CNP no Estado Novo. O objetivo de Vargas era a aprovação rápida do projeto, possibilitando um aumento imediato do investimento no setor petrolífero.

Entretanto, a estratégia de Vargas não foi eficaz, uma vez que, na Câmara, a UDN e os nacionalistas consideraram o projeto acanhado e, em alguns momentos, “*entreguista*”. Um dos pontos mais polêmicos do projeto foi a proposta de ser a PETROBRÁS uma companhia mista. Sabe-se, no entanto, que a Lei nº 2.004/53 manteve<sup>38</sup> a forma de companhia mista, alterando alguns pontos no projeto: limitou-se o quadro de acionistas, excluindo as empresas estrangeiras e os brasileiros natos ou naturalizados casados com estrangeiros; e, além disso, foi elevado o número de diretores representando a União - três a seis, além do presidente da

---

PETROBRÁS, criava uma companhia estatal que desempenharia diretamente as mesmas funções, sem mencionar concessões.

<sup>35</sup> DRAIBE (1985), op. cit., p. 36.

<sup>36</sup> “No Brasil, a campanha do ‘Petróleo é Nosso’ foi mais forte do que a vontade do governo e de seus parlamentares. Em 1951, Getúlio despachou ao Congresso uma lei prevendo apenas a criação da PETROBRÁS. Depois de quase dois anos de discussão, até os parlamentares da banda de música da UDN quiseram ficar de bem com o povão e concordaram com a idéia de, junto com a PETROBRÁS, estabelecer o monopólio estatal”. Quem estava à frente de todo este processo eram os militares na figura do General Horta Barbosa. PETRY, André. O motor do século e do capitalismo. *Veja*. São Paulo: Abril, 14 de junho de 1995. p. 38.

<sup>37</sup> Segundo o projeto, a União teria no mínimo 51% das ações ordinárias. A União nomearia o presidente da empresa e quatro diretores.

<sup>38</sup> A UDN propunha a criação da Empresa Nacional de Petróleo (ENAPE), que seria uma empresa exclusivamente estatal, detentora do monopólio sobre a pesquisa, lavra, transporte, refino e até mesmo distribuição. O que não se sabe até hoje foi qual a verdadeira intenção da UDN ao conceber este substitutivo de criação da ENAPE.

empresa.<sup>39</sup> Obteve, contudo, poucas alterações quanto aos recursos, o que garantiu a sustentação financeira necessária ao empreendimento. Manteve-se, também vários benefícios fiscais (isenção dos direitos de importação para consumo e de impostos em relação a maquinismos, sobressalentes e outros).<sup>40</sup>

De um modo geral foi a fragilidade da economia brasileira quanto à importação do petróleo e a falta de “*vontade*” da iniciativa privada em fazer investimentos no setor petrolífero nacional (em especial, exploração e produção), que colocou como prioridade, no início da década de 50, a redução do grau de dependência externa quanto ao suprimento do mesmo. Assim, depois dos problemas e brigas anteriores, o Presidente Getúlio Vargas assinou, em 3 de outubro de 1953, a Lei nº 2.004, que instituiu o monopólio estatal do petróleo e criou a PETROBRÁS - Petróleo Brasileiro S. A.<sup>41</sup>, considerando o setor petrolífero como de segurança nacional.

#### **4.2.3 – A Atuação da PETROBRÁS: do Monopólio à Flexibilização**

##### **4.2.3.1 – A Formação e Consolidação da PETROBRÁS: 1954-1964**

As operações da PETROBRÁS foram formalmente iniciadas em 1º de janeiro de 1954, ao entrar em vigor as novas taxas de licenciamento para embarcações, aeronaves e veículos a motor. A obtenção de nova licença adviria da comprovação da “contribuição compulsória” destinada à PETROBRÁS.<sup>42</sup> No seu primeiro ano de existência, a estatal investiu a quantia de US\$ 84 milhões. Nesse ano a produção de petróleo ultrapassava pouco mais de 2.600 barris por dia, o que equivalia a menos de 2% do consumo interno, que era de 160 mil barris por dia. A capacidade instalada do refino era algo próximo a 40 mil barris por dia, equivalente a 25% do consumo interno de derivados.<sup>43</sup>

---

<sup>39</sup> MACEDO e SILVA (1985), op. cit., pp. 32-33.

<sup>40</sup> Todo o empreendimento feito pelo Congresso para a aceitação do projeto que criava a Petróleo Brasileiro S. A., pode ser vista no texto de Medeiros Lima.

<sup>41</sup> A PETROBRÁS começou as suas operações recebendo um acervo do CNP equivalente a US\$ 165 milhões, ou seja, a Frota Nacional de Petroleiros (22 navios com 230.000 toneladas de porte bruto), o Terminal de Madre de Deus na Bahia, a Refinaria de Mataripe (RLAM) na Bahia (5.000 barris por dia) e a Refinaria de Cubatão (RPBC) em construção em São Paulo (45.000 barris por dia). SERPLAN/PETROBRÁS. *Sistema PETROBRÁS: diagnóstico e perspectiva*. Rio de Janeiro: SERPLAN, Outubro de 1993. p. 3.

<sup>42</sup> Cabe frisar que, o CNP continuou sendo o órgão político do petróleo no Brasil.

<sup>43</sup> ALMEIDA, Fernando Antônio Gabão de. Os 40 anos da PETROBRÁS. *Conjuntura Econômica*. Rio de Janeiro: FGV, v. 47, nº 10, Outubro de 1993 - p. 34. Ensaio.

A grande surpresa foi, sem dúvida alguma, a nomeação do Coronel Juracy Magalhães para a presidência da PETROBRÁS, pois era um político udenista e, conseqüentemente, de partido opositor ao Governo Vargas e ao projeto nacional-desenvolvimentista. Assim, a escolha de Magalhães poderia advir da preocupação do Presidente da República com a eficiência administrativa, ou simplesmente da habilidade política de Vargas.<sup>44</sup>

Com relação à assistência estrangeira, a atuação de Juracy Magalhães a frente da estatal foi muito pragmática: já que a Lei nº 2.004/53 não permitia que a PETROBRÁS firmasse contratos com empresas estrangeiras para a lavra em território nacional, ele empregou empresas conhecidas em tarefas específicas que não eram proibitivas por lei, tais como a pesquisa geofísica, as perfurações de prova e o projeto de refinarias.

Adicionalmente, Vargas nomeou três técnicos relacionados à indústria nacional de petróleo como diretores da PETROBRÁS, a saber: Irnack Carvalho do Amaral (geofísico), João Neiva de Figueiredo (engenheiro de minas do CNP) e o Coronel Arthur Levy (representante do Ministério da Guerra no CNP). Os dois primeiros diretores aconselharam o presidente da estatal, Juracy Magalhães, a contratar Walter K. Link<sup>45</sup> para montar um departamento de pesquisa na PETROBRÁS (o DEPEX).

O ponto mais polêmico da atuação do Coronel Juracy Magalhães à frente da PETROBRÁS foi a contratação de Walter K. Link. Quando estava no cargo de diretor do departamento de exploração da PETROBRÁS, Walter Link fez um prognóstico pouco otimista acerca das possíveis jazidas petrolíferas brasileiras. Foi acusado de sabotador, para o que não se deixou de lembrar sua condição de ex-empregado da *Standard Oil*.<sup>46</sup> No entanto, devido ao suicídio de Vargas, o Coronel Juracy Magalhães foi afastado do cargo. Em seu lugar, foi nomeado o Coronel Arthur Levy.

---

<sup>44</sup> “Colocando [Getúlio Vargas] um adversário na direção da PETROBRÁS, compartilhava com ele os ônus políticos; mantinha, por outro lado, a já tradicional presença militar nos assuntos do petróleo, aproveitando o indiscutível prestígio de Juracy nas Forças Armadas”. MACEDO e SILVA (1985), op. cit., p. 34.

<sup>45</sup> Walter K. Link era geólogo-chefe de pesquisa da *Standard Oil de New Jersey*. O seu relatório, conhecido como Relatório Link, foi muito questionado porque afirmava que a PETROBRÁS deveria se concentrar nas três bacias promissoras (Recôncavo, Tucano e Sergipe) e que procurasse uma fonte segura de petróleo fora do país.

<sup>46</sup> Idem. p. 35.

Para Jesus Soares Pereira, Mr. Link não era um sabotador e sim um cientista. Ele chega a afirmar que não acreditava, “... de maneira nenhuma, que Mr. Link fosse um instrumento das empresas de dominação do petróleo no mundo atuando no Brasil.” Ele indicou a Bahia, Sergipe, Alagoas e Espírito Santo como regiões de grandes possibilidades petrolíferas, assim como, a plataforma continental. LIMA (1976), op. cit., p. 113.

Hoje as descobertas de petróleo e gás natural nestas áreas mostram a seriedade científica de Mr. Link.

O conflito acirrado entre “*liberais*” porta-vozes da empresa privada e radicais do estadismo colocou a PETROBRÁS frente ao seu primeiro grande problema: conseguir divisas para importar equipamentos e acessórios que a indústria nacional não possuía condições de fornecer.<sup>47</sup> Esse problema foi superado através de uma estratégia de redução das áreas de incerteza (incentivo à nacionalização da produção de equipamentos utilizados na indústria petrolífera, por exemplo) e busca de autonomia. Em primeiro lugar, encontrou-se um elevado empenho político do Coronel Arthur Levy (presidente da PETROBRÁS) junto ao chefe da Casa Militar do governo, General Juarez Távora. Esse empenho garantiu a empresa recursos, em moeda estrangeira, equivalentes a 80% da economia de divisas geradas pelas próprias atividades da empresa. Para se ter uma idéia, segundo Marinho Jr., no final de 1954, as atividades de produção, refino e transporte concorriam com soma superior a US\$ 50 milhões na redução das importações brasileiras.

**Quadro 45 – PETROBRÁS: Compras Diretas no Brasil (%)**

Ano	Índice de Compras no País	Ano	Índice de Compras no País
1954	5%	1989	92%
1960	60%	1990	93%
1970	50%	1991	85%
1975	70%	1992	81%
1978	85%	1993	81%
1980	52%	1994	85%
1981	72%	1995	87%
1982	83%	1996	81%
1983	84%	1997	82%
1984	91%	1998	85%
1985	93%	1999	76%
1986	92%	2000	80%
1987	93%	2002	79%
1988	94%	2003	86%

Fonte: MATERIAIS/MDAS/PETROBRÁS.

O segundo ponto a ser destacado foi a liderança da PETROBRÁS dinamizando o capital privado. A PETROBRÁS, com o Coronel Arthur Levy como presidente, participou da Comissão da Indústria Pesada (CINPE) e incentivou a criação da Associação Brasileira para o

<sup>47</sup> ALVEAL CONTRERAS, Eldemira del Carmen. *Os Desbravadores: a PETROBRÁS e a construção do Brasil industrial*. Rio de Janeiro: Relume Dumará: ANPOCS, 1994. p. 75.



Desenvolvimento das Indústrias de Base - ABDIB.<sup>48</sup> O Quadro 45 apresenta um histórico das compras diretas da companhia no Brasil.

As fontes de financiamento da PETROBRÁS, segundo a Lei nº 2.004/53, seriam as seguintes: 1) até 1957, caberia a PETROBRÁS uma parcela de 25% da arrecadação do imposto único<sup>49</sup> sobre os combustíveis líquidos (Artigo 13); 2) o total dos impostos de importação e de consumo incidentes sobre veículos automóveis e do imposto sobre a remessa de valores sobre o exterior, correspondente à importação desses veículos, suas peças e acessórios (Artigo 14); 3) contribuições anuais, até 1957, dos proprietários de veículos automóveis, terrestres, aquáticos e aéreos (Artigo 15); 4) contribuições especiais para pesquisa das concessionárias de refinarias e oleodutos (Artigo 48); 5) isenção de uma série de impostos e taxas, inclusive dos direitos de importação para consumo e impostos adicionais em relação aos maquinismos, seus sobressalentes e acessórios etc (Artigo 23)<sup>50</sup>.

Um outro ponto importante está relacionado com o monopólio da importação de petróleo e derivados. Desde 1956, já vinha sendo discutido, na Câmara, um projeto de lei estendendo o monopólio à importação de petróleo e derivados e à distribuição. A PETROBRÁS, no entanto, “*não achou conveniente*” ter o monopólio da distribuição do petróleo e derivados, preferindo tê-lo apenas sobre a importação.<sup>51</sup>

---

<sup>48</sup> Para um maior esclarecimento sobre o assunto ler Macedo e Silva que trabalha exatamente a relação PETROBRÁS-empresa privada na área de equipamentos. Segundo o autor, os fundadores da ABDIB foram a Cavallari (caldeiraria e mecânica fina); Bardella (caldeiras e guindastes móveis); Villares (equipamentos médicos e pesados); Dedini (equipamentos para a agroindústria de açúcar e álcool); Jorge Resende, representante da Máquinas Piratininga (equipamentos para as indústrias de algodão e mandioca); e a Cobrasma (fabricantes de vazões).

<sup>49</sup> A Emenda nº 3 à Constituição de 1937 instituía o imposto único sobre o combustível e lubrificantes líquidos de origem mineral, ou seja, gasolina, óleo combustível, querosene etc. Esse dispositivo foi mantido na Constituição de 1946. De acordo com Jesus Soares Pereira,

“*A política de unificação do preço de venda dos derivados de petróleo foi aplicada do Amazonas ao Rio Grande do Sul. E isto representava outra revolução de natureza econômica, mesmo porque não há nada mais eficiente para integrar uma nação quanto a uniformidade de preços.*” LIMA (1976), op. cit., p. 74.

<sup>50</sup> “*Em agosto de 1955, o decreto 37.804 ratificou e ampliou o rol de isenções.*” MACEDO e SILVA (1985), op. cit., p. 127.

<sup>51</sup> Em 1963, depois de muita discussão sobre o tema, o Decreto nº 53.337 atribuiu à PETROBRÁS o monopólio da importação de petróleo e derivados. Já em relação à distribuição de derivados do petróleo, no dia 1º de abril do ano de 1964, o então presidente da República, João Goulart assinou um decreto nacionalizando a distribuição, entretanto, com o Golpe de 1964, nunca mais foi abordado o assunto.

Em janeiro de 1956 toma o poder, após eleição, Juscelino Kubitschek de Oliveira.<sup>52</sup> A sua meta de produção para 1960 de 40.000 b.p.d. foi ultrapassada em 1957, entretanto, o consumo também crescia. A PETROBRÁS, neste momento, tinha por tarefa tornar o Brasil auto-suficiente em refino, já que pela Lei nº 2.004/53 não mais poderiam ser construídas refinarias privadas, e as refinarias existentes não poderiam ter a sua capacidade aumentada. Assim, em 1955 foi inaugurada a refinaria Artur Bernardes (45.000 b.p.d.) em Cubatão, sendo que em 1958 a sua capacidade de refino foi aumentada para 70.000 b.p.d. e anexou-se uma usina petroquímica.

Através do Decreto Federal nº 40.845/57, JK delimitou as funções do CNP e da PETROBRÁS, recaindo sobre o primeiro órgão a orientação e fiscalização e sobre a empresa estatal a execução do monopólio federal. Todavia, a PETROBRÁS, por estar descobrindo o petróleo brasileiro e não o CNP, passou a ser o maior foco isolado na redução da dependência econômica nacional. Como cita SMITH (1978), “*o CNP pode ter sido o órgão político em teoria, mas a PETROBRÁS é que fez essa política ter vida; realmente, sob a direção de Janari Nunes coubera-lhe a iniciativa na formulação política.*”<sup>53</sup>

No final de 1957, as negociações paralisadas com a Bolívia eram notícias da imprensa dos dois países (Brasil e Bolívia). Do lado brasileiro, os jornais mais nacionalistas afirmavam que a Bolívia encontrava-se sob o domínio dos trustes. Já do lado boliviano, afirmava-se o imperialismo brasileiro.<sup>54</sup> Em 1958, foi assinado o Acordo de Roboré<sup>55</sup>. Tal acordo não foi

<sup>52</sup> O período anterior a eleição de JK, compreendido entre agosto de 1954 a janeiro de 1956, foi um momento político bastante conturbado: suicídio de Vargas, doença e impedimento de Café Filho, deposição de Carlos Luz, posse de Neves Ramos e, por último, eleição de Kubitschek. Os dois outros governos (Jânio Quadros e João Goulart) também foram bastante conturbados. A complexidade e a instabilidade deste momento político refletiu-se diretamente nos cargos mais altos da PETROBRÁS. Entre 1953 e abril de 1964, a empresa teve 8 presidentes, sendo somente dois civis (Barroso e Mangabeira). A constante ingerência política nos altos cargos da estatal PETROBRÁS podem ver conferidos no quadro 47.

<sup>53</sup> SMITH (1978), op. cit., p. 129.

<sup>54</sup> Já em 1955, o Presidente da Bolívia Victor Paz Estenssoro queixou-se ao Presidente brasileiro Café Filho do desinteresse brasileiro em prospectar a área que lhe foi reservada pelo tratado assinado pelos dois países em 1938. A estatal *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPFB), que havia feito uma importante descoberta próxima a área do tratado, queria ampliar a área pesquisada. Os nacionalistas bolivianos, que tomaram o poder em 1952, consideravam o Brasil imperialista e ameaçavam romper o tratado caso o Brasil não explorasse a região.

<sup>55</sup> O Acordo de Roboré reduziu a área do tratado de 1938 de 34.000 para 13.500 km<sup>2</sup> e, além disso, limitaram o seu desenvolvimento a companhias particulares capitalizadas no Brasil, sujeitas ao código do petróleo boliviano. O Brasil compraria, através de moedas fortes e a preços correntes mundiais, 100.000 b.p.d. produzido na Bolívia (por qualquer empresa), sendo que 5.000 seriam fornecidos pela YPFB. As empresas privadas brasileiras lavrariam as jazidas bolivianas somente para o consumo interno brasileiro; caso a produção fosse maior que 100.000 b.p.d. o excedente poderia ser livremente comercializado. O problema do transporte não foi resolvido, pois ao Brasil interessava utilizar a ferrovia e ao governo boliviano que fosse construído um oleoduto. A segunda opção recairia sobre a PETROBRÁS, já que era por lei, a única empresa autorizada a construir oleodutos no Brasil. Idem. p. 130.

levado adiante pois as empresas que obtiveram requerimentos para explorar na Bolívia tiveram problemas: duas companhias tiveram dificuldades financeiras e nem chegaram ao território boliviano; uma companhia que havia entrado em 1960 teve um desentendimento com o governo boliviano por suposto contrabando; e a segunda fez perfurações, mas saiu porque não tinha mais recursos.

Com a eleição de Jânio Quadros, o novo presidente da PETROBRÁS foi Geonísio Carvalho Barroso (civil, geólogo e ex-superintendente de produção na Bahia); sua nomeação adveio como resposta à pressão dos sindicatos de trabalhadores em petróleo da Bahia. A escolha original de Jânio Quadros foi Josafá Marinho, que ocuparia logo depois a presidência do CNP. Pouco tempo depois de tomar posse, Jânio estabeleceu que a sede administrativa da PETROBRÁS deveria se deslocar do Rio de Janeiro para Salvador. Dois meses depois, no entanto, dada a pressão do Rio de Janeiro, tal iniciativa foi suspensa. Dentre as justificativas, afirmava-se que tal transferência daria suporte à alegação de Walter K. Link da existência de petróleo somente na Bahia. Em 25 de agosto de 1961, Jânio Quadros renunciou à presidência e o seu vice, João Goulart, tomou posse. Outro caso polêmico do início de 1962 foi um plano de aproveitamento dos xistos betuminosos apresentado por um grupo de industriais brasileiros a João Goulart. O empréstimo de tal investimento adviria dos Estados Unidos ou da União Soviética, que fizeram propostas e tornaram a polêmica mais acirrada.

A PETROBRÁS conseguiu a permissão do CNP para atuar no setor de distribuição em agosto de 1961. Entretanto, o primeiro posto de serviço foi inaugurado em Brasília (nova capital do Brasil) em junho de 1960, em base experimental. O segundo posto varejista foi aberto em 1962, próximo a cidade de São Paulo.<sup>56</sup> Em uma perspectiva de aumentar o horizonte de atuação da PETROBRÁS, em 24 de dezembro de 1963, concedeu-se à estatal o monopólio da importação de óleo cru, fornecendo-lhe maior poder de barganha nas negociações no mercado mundial, pois a estatal importava petróleo tanto para as suas refinarias próprias como para as refinarias privadas.

---

<sup>56</sup> Em meados de 1963, a PETROBRÁS encontrava-se com problemas financeiros, dado, entre outros motivos, pelo movimento de complementação do monopólio estatal. A companhia assumiu a distribuição de derivados de petróleo às organizações públicas no início do ano, sendo que a dívida das repartições governamentais era cada vez maior. Apesar das dificuldades, a pressão para a desapropriação das refinarias privadas continuava como forma de aplacar os nacionalistas radicais. *Idem.* p. 161.

O primeiro contrato assinado pela PETROBRÁS sob a legislação do monopólio deu-se em 7 de março de 1964. No início de 1964, João Goulart assinou dois decretos, nacionalizando as refinarias de propriedade particular existentes no Brasil e nacionalizando a distribuição dos derivados de petróleo, para completar o monopólio estatal. No entanto, foi um dos seus últimos atos como presidente, uma vez que se retirou para Porto Alegre, e o presidente do Senado declarou vago o cargo de Presidente da República. Assim, o Golpe de 1964 representou um divisor de águas para a PETROBRÁS.<sup>57</sup>

#### 4.2.3.2 – As Mudanças do Perfil da Estatal: de 1964 a 1980

Com o governo militar no poder, estabelecido através de um Golpe em meados de 1964, atribuiu-se às empresas estatais um novo papel: iriam manter suas funções de suporte da acumulação privada; no entanto, também deveriam se adequar à lógica do mercado, tornando-se empresas lucrativas e competitivas. Para tanto, eliminaram-se os subsídios a autarquias e empresas de economia mista, passando o Estado a desempenhar a função do grande capital, aceitando e estimulando associações com o capital privado nacional e estrangeiro. Formava-se, assim, o tripé Estado-Capital Nacional-Capital Estrangeiro que influenciaria toda a economia brasileira. Segundo ALVEAL CONTRERAS (1994), o novo papel direcionado às estatais e a reforma administrativa de 1967 possibilitariam a autonomia de algumas empresas estatais e, em especial, incentivariam a PETROBRÁS a acentuar sua característica de autonomia, como se pode observar no texto abaixo:

*“O regime político pós-64, ao liquidar o clima contextual de politização que antes cercava as atividades das empresas estatais, impingindo uma cultura de eficiência tecnocrática, tenderá explicitamente a reforçar a estatura e o prestígio de agentes formalmente subordinados a órgãos ministeriais cativos de dotações orçamentárias que fragilizam seus recursos para exercício de suas teóricas competências de planejamento, colocando-os objetivamente numa posição inferior. (...) para essa*

<sup>57</sup> JORNAL DO BRASIL. In: Idem. pp. 167-168.

A relação dos países de origem dos suprimentos de óleo cru para as refinarias brasileiras a época da instituição do monopólio da importação do óleo cru era, a saber: 1) Capuava – 20.000 b.p.d. do Kuwait (*gulf Oil*) e 10.000 b.p.d. da URSS; 2) Manguinhos – 10.000 b.p.d. da Venezuela (*Standard Oil*); 3) Sabbá (Manaus) – 4.000 b.p.d. da Venezuela (*Shell*) e 1.000 b.p.d. do Peru (*Sinclair*); 4) Ypiranga – 9.500 b.p.d. da Venezuela (*Gulf e Standard Oil*); 5) Cubatão – 40.000 b.p.d. da Venezuela (*Sun Oil*), 10.000 b.p.d. da URSS, 45.000 b.p.d. da Bahia e 15.000 b.p.d. da Venezuela (*Shell*); 6) Duque de Caxias – 10.000 b.p.d. da França (companhia estatal), 15.000 b.p.d. da Bahia, 75.000 b.p.d. da Arábia Saudita (*Texaco*) e Venezuela (*Shell*); e 7) Mataripe – 42.000 b.p.d da Bahia.

*tendência de alargamento de poder da burocracia paralela releve-se a importância da reforma administrativa de 1967, instituto legal que, ao operacionalizar o estilo desenvolvimentista do regime militar, abriu largas possibilidades de autonomia para os atores do SPE [Setor Produtivo Estatal] e, muito especialmente para a PETROBRÁS”.*<sup>58</sup>

A PETROBRÁS, nesse momento, deveria se adequar à lógica do mercado seguindo os rumos do setor petrolífero internacional, qual seja, integração vertical e criação de subsidiárias.<sup>59</sup> A estatal passaria a intensificar a pesquisa. O Presidente do Brasil, General Humberto Castello Branco, neste mesmo período, anunciou que “reformularia” a política nacional através do CNP. A diretoria da PETROBRÁS anunciou que reexaminaria a nacionalização das refinarias particulares e da distribuição. Mesmo com a luta da PETROBRÁS pela manutenção do decreto, o mesmo foi anulado pela justiça superior e pelo Conselho de Segurança Nacional, retornando as operações das refinarias como entidades privadas. Por sua vez, a nacionalização da distribuição não foi mais mencionada.

O Presidente Castello Branco afirmou que a estatal deveria permanecer acima da política partidária e dos interesses ideológicos, tratando basicamente dos aspectos técnicos da indústria nacional do petróleo. Ou seja, a PETROBRÁS não ampliaria o seu controle sobre o setor petrolífero brasileiro. Em junho de 1965, o Conselho de Segurança Nacional aprovou o investimento privado, de qualquer origem, na indústria petroquímica. Um pouco mais tarde, o Conselho de Segurança Nacional franqueou o aproveitamento dos xistos betuminosos do Sul, que estavam reservados à PETROBRÁS, a empresas privadas formadas no Brasil.<sup>60</sup> Quanto ao setor

---

<sup>58</sup> ALVEAL CONTRERAS (1994), op. cit., p. 79. Foi com o Decreto-lei nº 200 de 1967 que se consagrou e realçou a intervenção do Estado na ordem econômica através de empresas criadas com esta finalidade, inspirado em paradigmas de direito privado. Deu-se, assim, estímulo à autonomia, característica já presente na PETROBRÁS.

<sup>59</sup> A primeira subsidiária da PETROBRÁS, Petroquisa, foi criada em dezembro de 1967, sendo o seu principal objetivo promover o desenvolvimento da indústria petroquímica nacional. Em 1971, criou-se a PETROBRÁS Distribuidora; cabe ressaltar que, no entanto, a estatal já fazia a distribuição de derivados desde 1962. A Braspetro foi criada em 1972 com o objetivo de explorar e produzir petróleo em áreas externas ao país. Em 1976 ocorre a criação da Interbrás que tinha por objetivo promover as exportações brasileiras. Também em 1976 é criada a Petrofértil, cujo objetivo era a produção de insumos básicos para a agricultura. E, em 1977, foi criada a Petromisa, que objetivava atuar nas áreas de pesquisa de potássio e enxofre e construir plantas pioneiras de fertilizantes potássicos em Sergipe e no Amazonas.

<sup>60</sup> Cabe frisar que, o decreto referente ao xisto reservou à PETROBRÁS as jazidas mais promissoras, próximas a São Mateus (Paraná). Adicionalmente, as empresas privadas que explorassem outras jazidas deveriam vender o petróleo ou gás produzido à PETROBRÁS, a preços não superiores aos preços dos equivalentes importados.

de refino, em 1970, somente 2% dos derivados consumidos internamente eram importados.<sup>61</sup> Neste mesmo ano, a estatal, através de uma empresa subsidiária (PETROBRÁS Internacional S.A. – Braspetro) começou a pesquisar em outros países.

A formação de subsidiárias por parte da PETROBRÁS ocasionou vários problemas com as companhias internacionais do petróleo. Por exemplo, a rápida penetração da PETROBRÁS no setor de distribuição foi prejudicial às empresas que antes dominavam o setor. Dentre os vários fatos que ocorreram, os mais importantes foram a competição da estatal com a *Shell* do Brasil em 1972, em que a PETROBRÁS venceu a concorrência pública para exploração dos postos do Parque do Flamengo, na cidade do Rio de Janeiro; a obtenção do controle acionário da Petrominas (uma distribuidora privada) em 1974; e a obtenção do controle do circuito de distribuição de álcool em 1979, levando a subsidiária estatal à posição de maior empresa varejista do setor no país (controle de 35% do mercado) à frente da *Esso*, *Texaco* e *Shell*.<sup>62</sup>

Nos períodos do “*Milagre Econômico*” e do II PND, a figura política central era o General Geisel que foi presidente da PETROBRÁS de 1969 a 1973 e presidente da República de 1974 a 1979. A liberação dos preços e das tarifas administrativas pelas empresas públicas na administração Campos-Bulhões e a autonomia conseguida através da reforma administrativa de Hélio Beltrão em 1967 possibilitaram a prática de um comportamento empresarial cada vez mais orientado pela lógica privada. Decidiu-se, nesse período, alocar mais recursos às atividades mais rentáveis tal como, o refino.

A consequência direta dessa nova orientação foi, inicialmente, tornar secundário o anterior objetivo da estatal de concentrar os recursos no custoso e arriscado segmento de exploração/produção. De 1965 a 1969 a exploração e a produção concentravam conjuntamente, em média, quase 50% dos investimentos da estatal. No entanto, durante a gestão de Geisel (1970-1974) esse montante caiu para uma média de 32%. Outra consequência foi o deslocamento do investimento para as atividades de refino, que absorveram, em média, 33% dos investimentos totais, um verdadeiro salto quando comparado com a média de 17,7% do quinquênio anterior. Enfim, a terceira consequência notável da reorientação estratégica implementada pelo novo comando consistiu na diversificação dos investimentos. Além dos montantes similares alocados à

---

<sup>61</sup> As refinarias da PETROBRÁS eram: Duque de Caxias (150.000 b.p.d.), Cubatão (115.000 b.p.d.), Mataripe (64.000 b.p.d.), Canoas (RS) e Betim (MG) com 45.000 b.p.d. cada uma. Paulínia encontrava-se em construção (126.000 b.p.d.).

exploração/produção e ao refino, cabe notar o esforço na diversificação das restantes atividades da “linha reta” da indústria (transporte, distribuição, subsidiárias e coligadas)<sup>63, 64</sup>.

O desenvolvimento econômico baseado no crescente consumo de petróleo teve suas dificuldades acentuadas a partir do final do ano de 1973, com a crise proveniente do conflito árabe-israelense. O primeiro choque do petróleo quadruplicou o preço desse produto, o que impactou severamente a economia mundial. No Brasil, a balança comercial foi muito atingida por este aumento de preço e por uma forte expansão especulativa das importações, o que provocou um déficit na balança comercial de aproximadamente US\$ 5 bilhões. Tornava-se inadiável e prioritária uma política energética capaz de diminuir a dependência externa desta matéria-prima; Geisel, assim, justificaria a assinatura dos denominados contratos de serviços com cláusulas de risco na pesquisa do petróleo.<sup>65</sup> Anos antes, porém, já se cogitava a possibilidade da assinatura de contratos de exploração de petróleo entre a PETROBRÁS e outras empresas petrolíferas. Segundo PIRES (2000),

*“A celebração dos contratos de risco resultou de uma longa análise por parte do Governo brasileiro, que teve início, em 1970, com a proposta da Occidental Petroleum ao presidente Médici. A proposta versava sobre as principais condições do contrato de exploração de petróleo a ser celebrado entre a PETROBRÁS e uma das subsidiárias de Occidental Petroleum. Pelo contrato, a Occidental Petroleum teria a exclusividade para exploração de petróleo em áreas previamente estabelecidas, sendo que a propriedade das reservas porventura descobertas pertenceria à PETROBRÁS. Em contrapartida, a Occidental Petroleum receberia da PETROBRÁS ‘participação financeira’ por barril de petróleo, pelo prazo de 25 anos. A PETROBRÁS seria responsável pelo recolhimento dos tributos incidentes sobre a remessa dos valores ao exterior. A Occidental*

---

<sup>62</sup> Idem. p. 113.

<sup>63</sup> Idem. p. 95.

<sup>64</sup> Ricardo Bueno faz uma importante crítica à redução do nível de investimento no segmento exploração/produção do setor petrolífero. Denominava essa estratégia de míope, uma vez que diminuía, a longo prazo, a possibilidade de se encontrar novas jazidas petrolíferas e, assim, reduzir a dependência brasileira em relação ao petróleo.

<sup>65</sup> Segundo CASTRO FILHO & DIAS (s/d), “as restrições eram ainda muito reduzidas pela preocupação do governo em minimizar os efeitos da alta dos preços internacionais. Dizia o relatório da PETROBRÁS de 1973: ‘O Conselho Nacional do Petróleo ajustou os preços dos derivados em níveis mínimos, [havendo] aumento do preço médio dos derivados, em relação ao de 1972, de apenas 13,6%, respondendo o custo do petróleo e a taxa cambial por cerca de 70% dessa elevação.’ O consumo foi de quase 20% maior que o de 1972. Contudo, em 1974, quando se iniciou a chamada política de racionalização, ‘especialmente através dos preços das gasolinas automotivas’ (relatório da PETROBRÁS de 1974), o crescimento do consumo mostrou que uma taxa (7,7%) pouco acima da que parece ter sido a taxa histórica dos últimos 20 anos (7% ao ano).” CASTRO FILHO, Raimundo de Araújo & DIAS, José Luciano. PETROBRÁS. In: [http://www.cpdoc.fgv.br/dhbb/verbetes\\_htm/6293\\_8.asp](http://www.cpdoc.fgv.br/dhbb/verbetes_htm/6293_8.asp).

*Petroleum, por sua vez, estaria obrigada a realizar os investimentos necessários à pesquisa petrolífera nas áreas delimitadas.*

*A referida proposta não foi uma iniciativa isolada da proponente: ao contrário, inseria-se na estratégia das empresas internacionais, que, preocupadas com os acontecimentos no Oriente Médio, começaram a buscar reservas alternativas de petróleo em outros países. Ocorre que a proposta não logrou êxito junto ao Governo brasileiro, em virtude da oposição do presidente da PETROBRÁS, general Ernesto Geisel.”<sup>66</sup>*

A partir de 1975, ocorre uma mudança importante no setor petrolífero nacional: o Brasil passaria a ter contratos de risco<sup>67, 68</sup>. Ou seja, as multinacionais poderiam explorar petróleo no Brasil, algo que até então só era feito pela PETROBRÁS. Essa foi a primeira experiência brasileira de flexibilização do *upstream*. Os contratos de risco determinavam que a PETROBRÁS deteria a propriedade das reservas encontradas; o controle e a supervisão dos serviços prestados durante as fases de exploração e desenvolvimento e o exercício exclusivo de todas as etapas da fase de produção.

Os resultados das três rodadas de licitações, ocorridas sequencialmente nos anos de 1976, 1977 e 1978, não corresponderam às expectativas,<sup>69</sup> sendo este primeiro ensaio de abertura marcado por grande controvérsia, que finalizou pela reafirmação do estatuto do monopólio estatal na Constituição de 1988.<sup>70</sup> As principais críticas das empresas internacionais quanto aos contratos de risco foram o tamanho reduzido dos blocos, o elevado custo das informações geológicas e geofísicas; a decisão sobre a “declaração de comercialidade” do campo cabia à estatal; e o pagamento dos serviços era feito em espécie, sendo proibida a entrega do óleo para tal finalidade.

<sup>66</sup> PIRES, Paulo Valois. *A Evolução do Monopólio Estatal do Petróleo*. Rio de Janeiro: Lumén Juris, 2000. pp. 90-91.

<sup>67</sup> Os contratos de risco eram celebrados diretamente entre a estatal e outras companhias interessadas.

<sup>68</sup> O primeiro contrato de risco para a exploração de petróleo, no Brasil, foi celebrado entre a PETROBRÁS e a *BP Petroleum Development Brazil* em 1976.

<sup>69</sup> Os principais resultados foram: 243 contratos de concessão assinados, investimentos de US\$ 2,17 bilhões, perfuração de 226 poços, descoberta do campo de Merluza (primeira fase) e dos campos de Ponta do Mel, Redonda, Noroeste de Ponta do Rosado e Vermelho, estes últimos contratados na segunda fase, conhecida por mini-risco. REPSOLD JÚNIOR, Hugo. *A Competição e a Cooperação na Exploração e Produção de Petróleo*. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2003. pp. 40-41. (Tese de Mestrado em Planejamento Energético).

<sup>70</sup> A Constituição de 1988 proibiu, expressamente através do art. 177, § 1º, a celebração de novos contratos de risco, mas continuou a respeitar os contratos em vigor. Cabe lembrar que na Comissão Parlamentar de Inquérito de 1978, destinada a investigar a legalidade dos contratos de risco, vários especialistas concluíram pela sua inconstitucionalidade.

MARTINS, Luiz Augusto Milani. *Política e Administração da Exploração e Produção de Petróleo. Série Estudos e Documentos*. Nº 35. Rio de Janeiro: CETEM/CNPq, 1997. p. 86.



Todavia, foi o segundo choque do petróleo (1979) que mostrou que a crise não era passageira e que havia a necessidade de redução do consumo de derivados de petróleo e sua substituição por fontes energéticas alternativas. Mesmo com os contratos de risco os efeitos da crise do petróleo de 1979 foram perversos para a economia brasileira, tendo a inflação chegado a 72,2% e a dívida externa a US\$ 50 bilhões. Neste contexto, o governo federal restringiu o consumo de derivados de petróleo através do fechamento dos postos de abastecimento durante determinados períodos e, principalmente, aos domingos. Foi neste mesmo período que a PETROBRÁS comprometeu grande parte dos seus recursos em prospecção e produção, vindo a atingir 70,5% do investimento total da empresa em 1980.<sup>71</sup> Como já foi dito, a política energética após 1974 teve o intuito de diminuir o grau de dependência do petróleo importado. Para isso, seria necessário aumentar significativamente a produção interna do petróleo e substituí-lo, na medida do possível, por outros recursos domésticos. O surgimento do Proálcool advém dessa necessidade de fontes alternativas de energia.<sup>72</sup>

Antes do primeiro choque do petróleo, havia uma clara tendência a desequilíbrios no balanço de pagamentos do Brasil, e esta tendência foi agravada ainda mais com o choque externo de oferta. Isso se deu pelo fato de o país importar cerca de 80% desse insumo e, também, por serem limitadas, no curto prazo, as possibilidades de substituição de importações de petróleo e outros insumos básicos. Ao lado do aumento do nível das importações brasileiras ocorreu uma redução das exportações, devida, principalmente, à política recessiva adotada pelos países industrializados como resposta ao choque do petróleo.<sup>73</sup>

---

<sup>71</sup> “... os cortes impostos aos investimentos da PETROBRÁS, que reduziram o seu volume real em - 10%, em 1980, não afetaram tanto a prospecção e produção mas, principalmente, a atividade de refino.” REICHSTUL, Henri Philippe & COUTINHO, Luciano G. Investimento Estatal 1974-1980: ciclo e crise. In: BELUZZO, L. G. & COUTINHO, R. (org.). *Desenvolvimento Capitalista no Brasil: Ensaio sobre a crise*. Vol. 1. São Paulo: Brasiliense, 1983. p. 52.

<sup>72</sup> Os choques do petróleo na década de 1970 e a nacionalização de países exportadores marcou o ápice da soberania estatal sobre os recursos geológicos, com o conseqüente enfraquecimento das *majors* do petróleo. Este pensamento influenciou a política de novos países produtores como a Noruega que criou a *Statoil* em 1972 para explorar o petróleo do Mar do Norte.

<sup>73</sup> Logo, a economia brasileira, assim como todas as economias mundiais, necessitava fazer um ajuste e tinha três alternativas de escolha: 1) ajustamento macroeconômico recessivo (promover o desaquecimento da demanda interna); 2) crescimento com endividamento; ou 3) realizar um ajustamento estrutural (endogeneizar o ciclo, dinamizar o crescimento e interiorizar a produção de capital).

O II PND foi a tentativa de colocar em prática a terceira alternativa de ajustamento. Como afirma SERRA (1982), o II PND foi, desde o Plano de Metas, o mais importante e concentrado esforço do Estado no sentido de promover modificações estruturais na economia. SERRA, José. Ciclo e mudanças estruturais na economia brasileira do pós-guerra. In: BELUZZO, L. G. & COUTINHO, R. (org.). *Desenvolvimento Capitalista no Brasil: ensaios sobre a crise*. Vol. 1. São Paulo: Brasiliense, 1982.

Os problemas da economia brasileira, em 1973, eram: 1) o “*atraso*” nos setores de bens intermediários e de bens de capital; 2) uma forte dependência externa do petróleo; e 3) o elevado desequilíbrio externo. Assim, o II PND identificou o problema da transformação de recursos domésticos em divisas que o Brasil passava a enfrentar a partir de 1974 e interpretou-o como sendo de ordem estrutural. Elegeu como prioritários os setores de insumos básicos, o setor energético e o de bens de capital. No entanto, tais prioridades não visavam apenas corrigir desbalanceamentos, como poder-se-ia supor, mas objetivavam principalmente aumentar a oferta de bens competitivos, tanto para o atendimento do mercado interno quanto para obter uma elevação do nível das exportações.

Para resolver os problemas acima citados, quais sejam, o “*atraso*” nos setores de bens intermediários e de bens de capital, uma forte dependência externa do petróleo e o elevado desequilíbrio externo, SERRA (1982) cita as principais metas do II PND: 1) que entre 1974 e 1979 a economia (PIB) deveria crescer 10% ao ano, a indústria a 12%, a agricultura a 7% e as exportações aproximadamente 2 vezes e meia (em volume); 2) substituir aceleradamente as importações no setor de bens de capital e insumos básicos; 3) desenvolver grandes projetos de exportação de matérias-primas; e 4) aumentar intensamente a produção interna de petróleo e a capacidade de geração de energia hidrelétrica, desenvolver o transporte ferroviário e o sistema de telecomunicações e realizar um amplo programa de eletrificação rural, irrigação e construção de armazéns e centrais de abastecimento.<sup>74</sup>

Como pode ser visto, as metas do II PND eram ambiciosas e, em alguns casos, irrealistas. Além disso, a partir de meados da década de 70 ocorre o processo conhecido como estatização da dívida. Apenas uma liderança que tivesse uma forte identidade política e uma razoável autonomia financeira, gerencial e política poderia aproveitar as oportunidades advindas dos vazios decisórios da política do II PND e, de certa forma, não entraria no poço sem fundo da crise que assolou as empresas estatais. Aqui se encontrava a PETROBRÁS, uma das poucas

---

<sup>74</sup> Para SERRA (1982), o II PND foi parcialmente desativado a partir de meados de 1976 devido, fundamentalmente, à adoção de uma política antiinflacionária de natureza contencionista. Para uma melhor avaliação do II PND ler Jorge Chami Batista no texto intitulado “*A estratégia de ajustamento externo do Segundo Plano Nacional de Desenvolvimento*”; Ricardo Carneiro no texto intitulado “*Crise, Estagnação e Hiperinflação: a economia brasileira nos anos 80*”; Carlos Lessa no texto intitulado “*Visão Crítica do II Plano Nacional de Desenvolvimento*”; e José Serra no texto intitulado “*Ciclo e mudanças estruturais na economia brasileira do pós-guerra*”.

estatais brasileiras que possuía autonomia financeira e política. Foi exatamente isso que a possibilitou não ser “*sugada*” pela crise financeira das estatais na década de 80.<sup>75</sup>

Juntamente com a previsão equivocada do II PND de alto crescimento da economia brasileira no pós-74 encontram-se outros fatores que causaram a crise enfrentada pelas estatais na década de 80, quais sejam: a estrutura de financiamento dos investimentos feitos pelas estatais e as péssimas condições de geração interna de recursos, reflexo da política de preços vigentes durante a segunda metade da década de 70.

Para que as estatais pudessem cumprir o seu papel como havia sido estabelecido pelo II PND, qual seja, a execução de projetos cruciais nas áreas de infra-estrutura e de insumos básicos, foi utilizado, de maneira equivocada, um esquema de financiamento cujos contornos foram definidos segundo critérios macroeconômicos, e não de acordo com uma lógica empresarial.<sup>76</sup> O objetivo de financiamento do governo da época do Brasil “*Grande Potência*” era a obtenção do crédito externo, cuja justificativa encontrava-se na tese do hiato de recursos reais. Segundo DAVIDOFF CRUZ (1992),

*“As empresas estatais, ao recorrerem maciçamente ao endividamento externo para promover fundos, em moeda local, aos seus projetos, estariam proporcionando ao país o ingresso das divisas tão necessárias para fazer frente ao déficit na conta de mercadorias e de serviços produtivos. Argumentava-se, também, por suposto, que as condições quanto a volumes, prazos e custos dos créditos externos eram perfeitamente adequadas às necessidades dos projetos a financiar e compatíveis com os fluxos financeiros das empresas estatais.”<sup>77</sup>*

Adicionalmente, os preços e as tarifas das empresas estatais foram utilizados como instrumentos de combate à inflação e como mecanismo de concessão de subsídios ao setor

<sup>75</sup> ALVEAL CONTRERAS (1994), op. cit., p. 129.

<sup>76</sup> Conforme pode-se observar em LUNDBERG & CASTRO (1987), “no início deste processo [estatização da dívida externa], os recursos externos captados foram canalizados ao financiamento de um ambicioso programa de investimentos em infra-estrutura, insumos básicos e bens de capital (II PND), com a finalidade de reduzir a dependência externa do país. No entanto, progressivamente, o setor público não-financeiro passa a ficar dependente de novos recursos externos para a rolagem da dívida externa assumida. A partir de 1979, com a elevação dos juros internacionais e as desvalorizações cambiais mais acentuadas, acelera-se o processo de endividamento externo do governo, dada a dívida assumida no passado.” LUNDBERG, Eduardo Luis & CASTRO, Antonio Luís Parkinson de. Desequilíbrio financeiro do setor público e seu impacto sobre o orçamento monetário. In: LOZARDO, Ernesto (org.). *Déficit Público Brasileiro: política econômica e ajuste estrutural*. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1987. p. 72.

<sup>77</sup> DAVIDOFF CRUZ, Paulo. *Endividamento Externo e Transferência de Recursos Reais ao Exterior: os setores público e privado na crise dos anos oitenta*. Campinas: UNICAMP. Mimeo, 1992. pp. 6-7.

privado via mudança de preços relativos.<sup>78</sup> Associado a isso, os elevados créditos externos adquiridos pelas empresas estatais possibilitaram que o reforço financeiro do BNDE (PIS/PASEP) fosse direcionado, sob forma de crédito subsidiado, em grande parte, aos capitais privados.<sup>79</sup> Logo, algumas empresas estatais incapacitadas, internamente, de gerar um nível satisfatório de recursos e/ou com a dificuldade de obtenção do crédito doméstico para os seus investimentos, passam a recorrer cada vez mais ao crédito externo.

A crescente participação de entidades públicas, principalmente, de empresas estatais, na captação de recursos externos desde meados da década de 70 é uma das três vertentes principais do processo que ficou conhecido como “*processo de estatização da dívida externa*”, que se acentuou na década de 80 e culminou, na década de 90, na privatização de várias destas empresas.

Já em 1976, antes mesmo da crise das estatais proporcionada pelo processo de estatização acima referido, o debate antiestatizante envolvia entidades empresariais brasileiras importantes e também a classe política (ARENA – Aliança Renovadora Nacional e MDB – Movimento Democrático Brasileiro). A PETROBRÁS também foi atingida pelo discurso liberal, uma vez que o governo decidiu por em prática medidas orientadas a frear o fôlego da estratégia de diversificação da estatal. As medidas utilizadas foram: 1) a sujeição ao Imposto de Renda com uma alíquota de 30%, a ser paga a partir de 1976, que foi originada do projeto de lei de 19 de novembro de 1975; 2) a suspensão da permissão que a PETROBRÁS e a CVDR tinham de reter a parte dos dividendos da União, em agosto de 1976<sup>80</sup>; e 3) a decisão do Conselho de Desenvolvimento Econômico - CDE -, de junho de 1976, que submetia à deliberação da maior

---

<sup>78</sup> Deve-se observar que os setores que tiveram uma maior contenção dos preços e tarifas de seus produtos foram os setores de infra-estrutura e o de insumos de uso generalizado que estavam no centro das estratégias do II PND e que requeriam grandes somas de recursos para as suas inversões.

<sup>79</sup> Segundo DAVIDOFF CRUZ (1982), “*a análise setorial das captações públicas indica que seu peso crescente no conjunto das captações totais efetuadas nos moldes da Lei nº 4.131 resulta, em boa medida, dos empréstimos contratados por empresas de dois setores produtores de insumos generalizados, a saber: energia e siderurgia.*” DAVIDOFF CRUZ, Paulo. Notas sobre o endividamento externo brasileiro nos anos setenta. In: BELUZZO, L. G. & COUTINHO, R. (org.). *Desenvolvimento Capitalista no Brasil: ensaios sobre a crise*. Vol. 1. São Paulo: Brasiliense, 1982. p. 72.

<sup>80</sup> Antes dessa data, essa parcela era lançada na conta de reservas das empresas e, mais tarde, utilizada para aumentar o capital. Ambas as empresas foram obrigadas a recolher ao Tesouro Nacional, até o dia 30 de novembro de 1976, os dividendos relativos ao exercício de 1975.

autoridade do país toda decisão de criar novas subsidiárias, novas sociedades de economia mista ou a assunção de controle de empresas privadas por empresas do governo.<sup>81</sup>

Em outubro de 1979 foi criada, no Brasil, a Secretaria de Controle das Empresas Estatais (SEST)<sup>82</sup>, submetendo as empresas estatais a uma instância de controle unificado e centralizado. O objetivo dessa Secretaria era tornar mais transparente a atuação das estatais para que se pudesse analisar se estas eram ou não responsáveis pelo crescente déficit público. O problema maior da SEST foi que não separou as diferentes instâncias públicas: para se ter uma idéia, uma grande empresa estatal como a PETROBRÁS encontrava-se lado a lado em análise com as Universidades Federais.

Como se pôde observar, a crise do Estado autoritário iniciou-se em meados da década de 70 e agravou-se no início da década de 80. Houve, entretanto, uma última tentativa do ministro do Planejamento, Delfim Neto, de elaborar um programa desenvolvimentista ainda em 1979, em plena crise. Todavia, o III PND<sup>83</sup> não passou de uma mera declaração de intenções devido, principalmente, ao segundo choque do petróleo, ao choque das taxas de juros internacionais e a uma situação recessiva nos países capitalistas avançados, que agravou em muito o desequilíbrio no balanço comercial.

#### **4.2.3.3 – A Crise do Estado Desenvolvimentista e a Atuação da PETROBRÁS: as Décadas de 1980-1990**

O Estado brasileiro foi atingido pela crise de duas maneiras: 1) redução da arrecadação tributária; e 2) crescimento da estatização da dívida. Tanto a redução da arrecadação tributária quanto o crescimento da estatização da dívida tiveram conseqüências diretas nas empresas estatais. Por um lado, houve um aumento da interferência federal na gestão das empresas, utilizando-as, sempre que possível, como instrumentos de política de estabilização. E,

---

<sup>81</sup> No entanto, com relação ao setor petrolífero brasileiro, uma das medidas mais questionadas em relação à escassez de recursos, como já foi visto, foram os chamados “*contratos de risco*”. ALVEAL CONTRERAS (1994), op. cit., p. 161.

<sup>82</sup> A criação da SEST vai ser um ponto marcante na análise do processo de privatização brasileiro.

<sup>83</sup> O III PND reconhecia como setores prioritários da economia brasileira, no início dos anos 80, a agricultura e o desenvolvimento de novas fontes de energia.

por outro lado, houve limites cada vez maiores na obtenção de recursos para cobrir as dificuldades financeiras das estatais.<sup>84</sup>

Após os dois grandes choques do petróleo (1973 e 1979), o Brasil privilegiou a substituição de derivados do petróleo, baseados em dois pontos: 1) aumento da exploração e produção domésticas do petróleo; e 2) promoção dos combustíveis não-petrolíferos como uma alternativa para os setores industrial e para o consumo de gasolina.

A promoção dos combustíveis não-petrolíferos baseou-se no não incentivo ao emprego de derivados do petróleo através do aumento de preços e de impostos (principalmente da gasolina) e da imposição de quotas. Além disso, foram dados incentivos fiscais e subsídios às formas alternativas de energia, sendo que os principais programas de incentivos foram o Proálcool e os protocolos do Papel, do Cimento e do Aço.<sup>85</sup> Destaca-se uma rápida recuperação da economia brasileira em 1984/1985<sup>86</sup> com a redução do preço do petróleo, com a ampliação da produção interna e com a implementação de programas de energias alternativas. Foram estes fatores que reduziram o preço das importações e aumentaram as exportações de produtos manufaturados.

No final da década de 70 e durante a década de 80, depois de ocorridos os dois choques do petróleo, a PETROBRÁS objetivava, principalmente, aumentar o nível das reservas provadas de óleo no Brasil. Para tanto, teve que investir na custosa atividade de exploração e produção de petróleo e direcionar elevados recursos para importar equipamentos e contratar assistência tecnológica na área de *offshore*. Todavia, para manter a elevada taxa de investimentos requerida foi necessário um aumento do endividamento com terceiros.

Em 1987 foi iniciada uma fase caracterizada novamente pela limitação dos investimentos globais da companhia devido ao aumento do uso de política de preços de derivados

---

<sup>84</sup> Mesmo com a grave crise econômico-financeira das estatais, na década de 80 houve somente reprivatizações de empresas anteriormente privadas que haviam sido adquiridas pelo governo como forma de pagamento de suas dívidas.

<sup>85</sup> Os resultados obtidos com a substituição de derivados do petróleo, segundo ARAÚJO & GUIRARDI (1986), não foram tão bons quanto o esperado. ARAÚJO, João Lizardo & GHIRARDI, André. Substituição de Derivados do Petróleo no Brasil: questões urgentes. *Pesquisa e Planejamento*. Vol. 16, nº 3. Rio de Janeiro: IPEA, Dezembro de 1986.

<sup>86</sup> O crescimento do PIB em 1985 pode ser explicado, dentre outros fatores, pelo comportamento favorável dos preços das matérias-primas importadas, e em especial do petróleo.

enquanto instrumento de políticas governamentais.<sup>87</sup> Mesmo assim, as reservas nacionais continuaram a crescer devido aos volumes de petróleo dos campos gigantes de Albacora, Marlim e Barracuda (RJ) descobertos pela PETROBRÁS.

Aproximadamente 50% dos investimentos diretos do Sistema PETROBRÁS foram realizados na década de 80. A produção em 1989 foi de 616.000 barris por dia, ou seja, 3,3 vezes maior do que a produção de 1980. O aumento da produção de petróleo ocorreu devido a várias descobertas de poços terrestres e marítimos, com destaque para a Bacia de Campos (RJ): Marlim, Albacora e Barracuda.

Devido aos sucessos da PETROBRÁS na área de exploração/produção a sua imagem internacional melhorou, principalmente, no que diz respeito à situação da Braspetro. Esta subsidiária ingressou no Mar do Norte, associada com a *Statoil* - estatal norueguesa de petróleo. Na Noruega, a Braspetro e sua coligada PETROBRÁS-Norger S.A. (Brasnor), assumiu novos contratos de exploração/produção, além da venda de equipamentos e serviços tecnológicos para *Statoil*. No Reino Unido, a Brasoil (Braspetro Oil Services Co.) adquiriu participações, entre 3% e 20% de blocos da plataforma inglesa. Nos Estados Unidos a PETROBRÁS América Inc. participou de explorações terrestres e marítimas em território americano e, também, no Golfo do México.<sup>88</sup>

Observa-se que, de um modo geral, na década de 80, mesmo com a crise do Estado desenvolvimentista, o conflito historicamente marcante entre “*nacionalistas*” e “*entreguistas*” foi mantido. Na Assembléia Constituinte de 1988, com relação aos contratos de risco, houve uma disputa acirrada entre o então presidente da PETROBRÁS, Coronel Ozires Silva (defende a permanência dos contratos de risco) e a Aepet (Associação dos Engenheiros da Empresa). O final da disputa foi a reafirmação do monopólio da União através da seguinte contagem de votos: 441 a favor, sete contra e seis abstenções. A Constituição de 1988<sup>89</sup> ampliou as atividades da indústria do petróleo e do gás natural que faziam parte do monopólio estatal, manteve a

---

<sup>87</sup> A maior parte da década de 80 foi marcada por políticas recessivas, visando o pagamento da dívida externa brasileira. Para tanto, reduziam-se as importações, aumentavam-se as exportações e procurava-se reduzir o déficit público, principalmente com o uso de preços irrealistas (reduzidos) dos produtos das estatais. A política econômica girava em torno da questão da dívida e o fundamental era conter a inflação. A PETROBRÁS foi prejudicada duas vezes, pela subtarifação dos derivados do petróleo e pela dificuldade de importação do óleo bruto.

<sup>88</sup> ALVEAL CONTRERAS (1994), op. cit., p. 194.

<sup>89</sup> A Constituição Federal de 1967, com a redação dada pela Emenda Constitucional nº 1/69, somente citava as atividades de pesquisa e lavra petrolíferas; as demais atividades do monopólio estavam versadas na Lei nº 2004/53 e, no caso da importação, nos Decretos nº 53.337/63 e nº 53.982/64. PIRES (2000), op. cit., p. 111.

PETROBRÁS como órgão executor do monopólio do petróleo e o CNP<sup>90</sup> como o órgão encarregado pela fiscalização das atividades compreendidas no monopólio atribuído à União. Reiterou-se, também, o sistema dominial, que estabelece que as jazidas e demais recursos minerais constituem propriedade distinta da propriedade do solo, quando se objetiva a exploração ou o aproveitamento econômico. Por fim, estabeleceu-se que caberia à União a propriedade sobre os recursos minerais e, entretanto, no caso de concessão, seria garantida a propriedade do produto da lavra. Em 1993, tentou-se, frustradamente, alterar a Carta de 1988 através de Revisão Constitucional. Por sua vez, a Emenda Constitucional nº 9/95 alterou radicalmente as premissas sobre o exercício exclusivo do monopólio da União pela PETROBRÁS.

Durante toda a década de 90, mas também nos anos 80, todos os programas de governo foram centrados em planos de estabilização. A revisão constitucional de pontos econômicos estratégicos foi objeto dos projetos governamentais nos anos 90. Para se ter uma idéia, uma das medidas propostas pelo primeiro plano do governo Collor, no projeto de Reconstrução Nacional (15/03/91), foi a revisão do monopólio da União exercido pela PETROBRÁS e ratificado na Carta Constitucional de 1988.

O discurso antiestatal referente à PETROBRÁS, entretanto, existia antes mesmo da década de 80. Em uma das primeiras entrevistas dada pelo candidato ao cargo de Presidente da República, general João Figueiredo, ele afirmou que, naquele momento, até a PETROBRÁS poderia ser privatizada.<sup>91</sup> Apesar de haver exagero nessa declaração, pode-se observar, nitidamente, o desejo e a necessidade de validar o aumento do controle do governo sobre as estatais. A criação da SEST em outubro de 1979, referida anteriormente, tinha o mesmo objetivo.

Dentre as críticas feitas ao setor público, motivadoras das reformas do Estado, encontrava-se a ineficiência da gestão estatal. No caso da PETROBRÁS, porém, tal ineficiência não pode ser comprovada, principalmente, quanto ao aumento da produção interna de petróleo e seus derivados, quanto à redução da dependência externa do mesmo e quanto à vulnerabilidade reduzida do Brasil quanto ao petróleo.

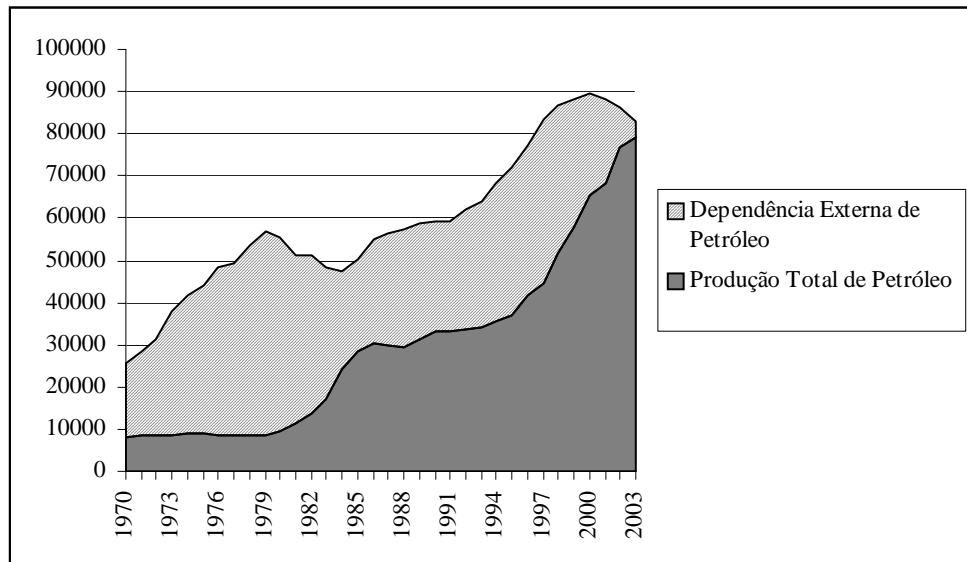
---

<sup>90</sup> Em 1990, as atribuições do CNP seriam incorporadas pelo Departamento Nacional de Combustíveis (DNC).

<sup>91</sup> ALVEAL CONTRERAS (1994), op. cit., p. 165.

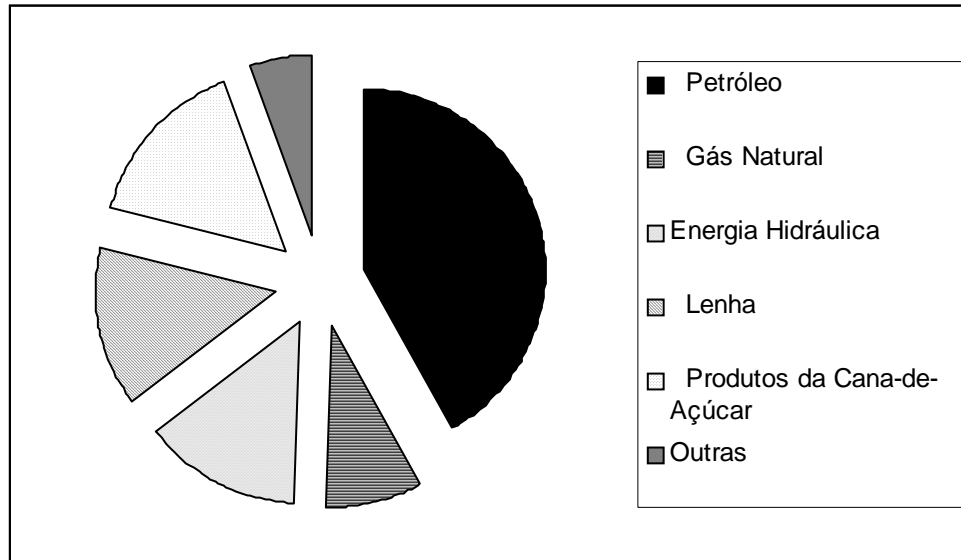


**Gráfico 20 – Brasil: Dependência Externa de Petróleo (10<sup>3</sup> tep)**



Fonte: BEN. In: [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br).

**Gráfico 21 – Brasil: Produção Primária de Energia – 2003 (10<sup>6</sup> tep)**



Fonte: BEN. In: [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br).

O Gráfico 20 mostra a dependência externa brasileira quanto ao petróleo. A redução da dependência advém do aumento da produção interna de petróleo (Quadro 46), da redução do consumo, em especial, advinda da substituição por fontes alternativas de energia.

Adicionalmente, apesar das reservas provadas de óleo brasileiras serem modestas para o contexto mundial, o Brasil se encontra em posição menos vulnerável do que os países que têm no petróleo a sua principal fonte de energia, já que a matriz energética é bastante diversificada. (Gráfico 21). Mesmo assim, apesar do grande uso de energia alternativa, o petróleo e os seus derivados representam grande parte da produção primária de energia em 2003; que somados ao gás natural são, aproximadamente, 50% do total.

O Quadro 46 apresenta a evolução da produção de óleo condensado e LGN (gás natural liquefeito), confirmando a eficiência da estatal na busca pela auto-suficiência. O percentual de produção em mar e, em especial, na Bacia de Campos mostra a evolução da tecnologia em águas profundas. Cabe ressaltar que, a PETROBRÁS e a *Shell* são as principais detentoras desta tecnologia.

**Quadro 46 – PETROBRÁS: Produção Nacional de Óleo Condensado e LGN (em b.p.d.)**

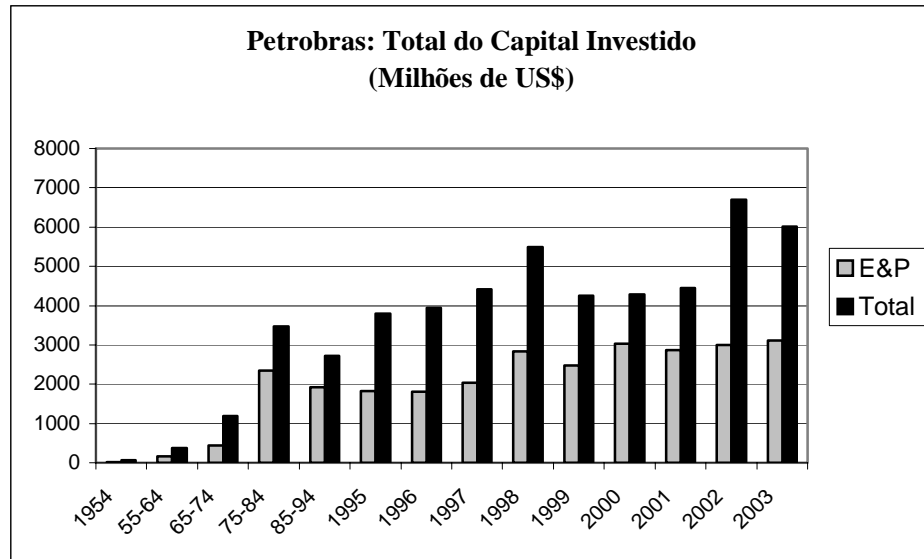
Ano	Óleo Condensado					LGN	Total com	Bacia de Campos	
	Terra		Mar		Total	Quantidade e	LGN	Quantidade	Mar
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade		Quantidade		% do Total
1940 <sup>1</sup>	6,0	100	-	-	6,0	-	6,0	-	-
1950 <sup>1</sup>	928,0	100	-	-	928,0	-	928,0	-	-
1954	2662,5	100	0,4	-	2662,9	-	2662,9	-	-
1955	5330,1	97,2	152,0	2,8	5482,0	-	5482,0	-	-
1960	77174,0	96,2	3.086,7	3,8	80260,8	-	80260,8	-	-
1965	86293,3	91,8	7.694,9	8,2	93988,2	-	93988,2	-	-
1970	155549,0	94,8	8.539,0	5,2	164088,0	-	164088,0	-	-
1975	143119,4	83,5	28.365,6	16,5	171485,0	-	171485,0	-	-
1980	106330,9	58,7	74.694,9	41,3	181025,8	-	181025,8	28.575,0	15,8
1985	154362,8	28,3	391.618,5	71,7	545981,3	10.795,40	556776,8	337.171,0	60,6
1990	188657,0	29,9	442.599,0	70,1	631255,9	22.371,70	653627,6	405.568,0	62
1995	180758,7	26,1	512.265,1	73,9	693023,8	23.136,70	716160,5	474.501,0	66,3
2000	211499,8	17,1	1.022.723,2	82,9	1234233,1	36.270,40	1270493,5	992.148,0	78,1
2003	220683,2	14,9	1.262.767,3	85,1	1483450,5	56.671,01	1540121,5	1.252.373,4	81,3

Nota: 1 - PETROBRÁS. In: RODRIGUES NETO, João. O Estado-Produtor de Petróleo e as Transformações na Economia no Rio Grande do Norte, nos anos 80. Campina Grande: UFBP, 1994. (Dissertação de Mestrado em Economia Rural).

Fonte: PETROBRÁS. In: [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br).

Além disso, a companhia acompanhou a trajetória da IMP investindo fortemente no segmento *upstream*, como pode ser visto no Gráfico 22. Os investimentos feitos em E&P são os responsáveis pela formação de uma tecnologia de ponta em águas profundas, pelo aumento das reservas e pelo aumento da produção da empresa.

**Gráfico 22**

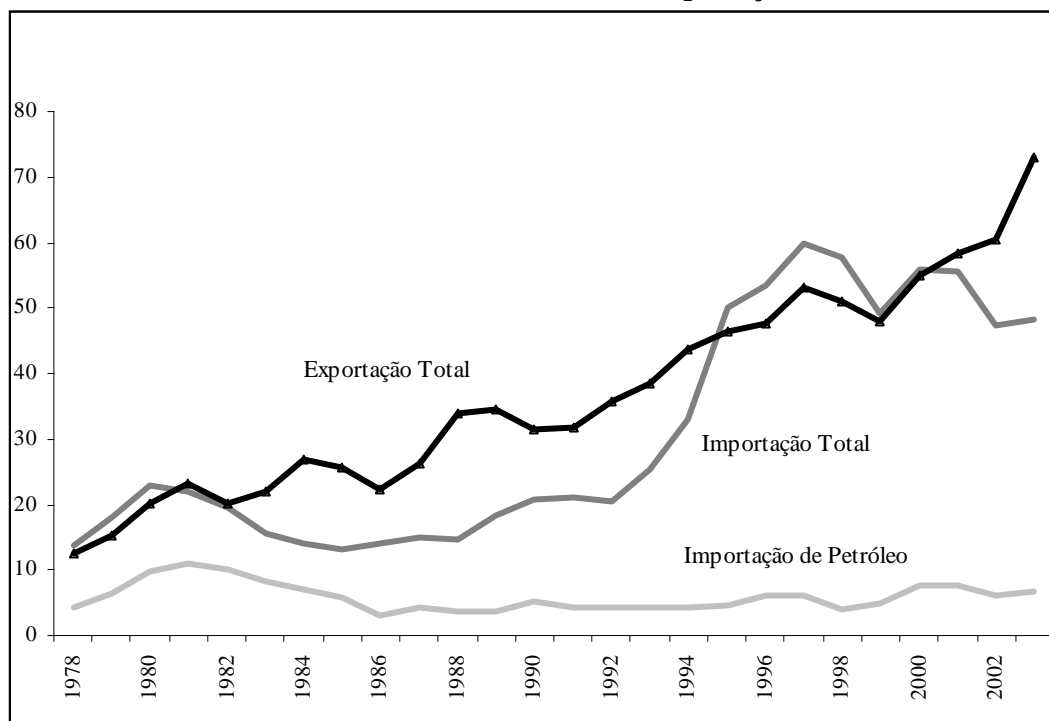


**Notas:** 1 - Até 1989, investimentos da Controladora; 2 - A partir de 1990, investimentos do Sistema PETROBRÁS; 3 - Números em milhões de dólares correntes, corrigidos pelo Índice de Inflação Americana (PPI Index), segundo os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil (BR GAAP); e 4 - Para os intervalos, foi feita uma média.

**Fonte:** Elaboração Própria a partir de dados da PETROBRÁS. In: [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br).

Outro ponto que demonstra a atuação eficiente da companhia é a redução dos gastos em divisas com a importação do petróleo. O Balanço Energético Nacional do ano de 2004 identifica que mesmo com o aumento da importação total, o distanciamento entre as linhas mostra que a importação de petróleo tende a manter-se constante ou até mesmo reduzir-se com a perspectiva de auto-suficiência da PETROBRÁS. (Gráfico 23).

Gráfico 23 – Brasil: Gastos em Divisas com Importação 109 US\$ (FOB)



Fonte: BEN. In: [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br).

Entretanto, observa-se uma constante ingerência política nos altos cargos da estatal PETROBRÁS, prejudicando a adequada administração da companhia. Tal crítica feita pelos teóricos da reforma do Estado pode ser observada pelo grande número de presidentes que a companhia teve desde sua criação. (Quadro 47).

Quadro 47 – Presidentes da PETROBRÁS (1954-2004)

	Presidente	Período		Presidente	Período
1	Juracy Montenegro Magalhães	02/04/54 a 02/09/54	17	Thelmo Dutra de Resende	28/08/84 a 19/03/85
2	Artur Levy	11/09/54 a 01/02/56	18	Hélio Marcos Penna Beltrão	19/03/85 a 15/05/86
3	Janari Gentil Nunes	03/02/56 a 09/12/58	19	Ozires Silva	19/05/86 a 21/06/88
4	Idílio Sardenberg	11/12/58 a 02/02/61	20	Armando Guedes Coelho	21/06/88 a 23/01/89
5	Geonísio Carvalho Barroso	20/02/61 a 05/01/62	21	Orlando Galvão Filho	23/01/89 a 19/04/89
6	Francisco Mangabeira	17/01/62 a 06/06/63	22	Carlos Sant'Anna	19/04/89 a 23/03/90
7	Albino Silva	11/06/63 a 28/01/64	23	Luís Octavio C. da Motta Veiga	23/03/90 a 19/10/90
8	Osvino Ferreira Alves	28/01/64 a 03/04/64	24	Eduardo de Freitas Teixeira	19/10/90 a 27/03/91
9	Ademar de Queiroz	07/04/64 a 30/06/66	25	Alfeu de Melo Valença	02/04/91 a 21/08/91
10	Irnaack Carvalho do Amaral	30/06/66 a 27/03/67	26	Ernesto Teixeira Weber	21/08/91 a 04/05/92
11	Arthur Duarte Candal Fonseca	27/03/67 a 24/03/69	27	Benedicto Fonseca Moreira	04/05/92 a 18/11/92
12	Waldemar Levi Cardoso	28/03/69 a 30/10/69	28	Joel Mendes Rennó	18/11/92 a 08/03/99
13	Enersto Geisel	06/11/69 a 06/07/73	29	José Coutinho Barbosa	08/03/99 a 24/03/99
14	Florian Peixoto Faria Lima	17/07/73 a 01/10/74	30	Henri Philippe Reichstul	24/03/99 a 21/12/01
15	Araken de Oliveira	03/10/74 a 14/03/79	31	Francisco Gros	02/01/02 a 02/01/03
16	Shigeaki Ueki	26/03/79 a 28/08/84	32	José Eduardo de Barros Dutra	03/01/03 a -----

Fonte: Elaboração Própria a Partir de Dados da PETROBRÁS.

Por ser estatal e pelo regime democrático, cabe ao Presidente da República nomear o presidente da empresa, pois ele é o representante legítimo da vontade popular. O conflito sempre presente no entendimento de qual o objetivo de uma empresa estatal torna-se ainda mais acentuado no caso de empresas de economias mixtas que possuem responsabilidade perante os seus acionistas (seria a sua parcela privada) e ao mesmo tempo possuem responsabilidade sócio-política.

Desta forma, como se pode observar, as críticas feitas às estatais de um modo geral também atingiram a PETROBRÁS. Tentou-se mostrar, no entanto, que algumas eram realistas e outras não procediam. Mesmo assim, durante a década de 90, ocorreu uma reestruturação gradual da indústria de petróleo no Brasil dada através da privatização de algumas de suas subsidiárias e, especialmente, através da flexibilização do monopólio. A participação do capital privado passaria a ser permitida, dentre outros segmentos, no fundamental *upstream*.

#### **4.3 – A Reestruturação da Indústria do Petróleo Brasileira**

Os choques do petróleo e dos juros internacionais tornaram mais nítida a crise do modelo de “*substituição de importações*”, mostrando a necessidade de reformas macroeconômicas, microeconômicas e estruturais e institucionais.<sup>92</sup> No caso das atividades de infra-estrutura, o Banco Mundial, no início da década de 90, identificava a necessidade imediata da saída do Estado destas atividades e apontava a promoção da concorrência como sendo o único caminho capaz de promover a prestação dos serviços de modo eficiente e responsável.<sup>93</sup> Incorporando estas idéias, o presidente Fernando Collor de Mello criou o Plano Nacional de

---

<sup>92</sup> FIORI (2001) identificou três pontos básicos da reforma que deveriam ser implantados, a saber: 1) **reforma macroeconômica**, definindo ações que garantissem um real programa de corte de gastos públicos e implementação de reformas administrativas, previdenciária e fiscais, reformas estas vistas como indispensáveis para o sucesso de um programa de estabilização monetária; 2) **reforma microeconômica**, objetivando a desoneração do capital como forma de aumentar sua competitividade em um mercado mundializado, aberto e desregulado. Para tanto, seria necessário a exposição das empresas à competição internacional aberta e a retirada de quaisquer políticas de proteção, subsídio e redução dos encargos sociais; e 3) **reformas estruturais ou institucionais**, desmontando o modelo de “substituição de importações” seguido pela maioria dos países periféricos no pós-guerra. Foram utilizadas as idéias de desregulamentação, privatização e flexibilização. FIORI, José Luís. *60 Lições dos 90 – Década de Neoliberalismo*. São Paulo: Record, 2001.

<sup>93</sup> BANCO MUNDIAL. *Relatório sobre o Desenvolvimento Mundial 1994 – Infra-Estrutura para o Desenvolvimento*. Rio de Janeiro: FGV, 1994.

Desestatização (PND)<sup>94</sup>, que não obteve os resultados esperados devido ao processo de *impeachment* do então presidente da República.

A idéia era de que as políticas públicas que deveriam ser implementadas seriam definidas a partir do modelo de Estado Mínimo. A reestruturação do setor energético, nos anos 90, objetivou tornar compatível o desenvolvimento setorial com o novo modelo de mercado aberto inserido no Brasil. O setor petrolífero, diferente dos demais setores de infra-estrutura, estabeleceu estratégias gradualistas de estímulo à inserção de capitais privados e, também, de formação de parcerias público-privada.

O início do processo de reestruturação do segmento *downstream* no Brasil, em 1990, foi marcado pela extinção do Conselho Nacional de Petróleo (CNP) – órgão regulador subordinado diretamente ao Presidente da República e sua substituição pelo Departamento Nacional de Combustíveis (DNC) – controlado pelo Ministério de Minas e Energia. Neste momento, o tabelamento e o controle de margens de distribuição e de revenda, executados pelo CNP, foram substituídos pelo estabelecimento de ‘tetos’ máximos de preços e, gradualmente eliminados.<sup>95</sup> A gradual liberação de preços e margens de distribuição e revenda baseou-se em critérios de estímulo à competitividade e abertura do segmento de distribuição a novas empresas, através do fim da exigência de volumes mínimos de comercialização por distribuidora e, também, do término da obrigatoriedade de comercialização dos produtos fornecidos pela distribuidora da marca do posto de revenda.<sup>96</sup>

Mesmo com a entrada de novas empresas no segmento de distribuição, há uma grande concentração no mercado dos principais derivados. (Quadro 48). As 5 maiores empresas do segmento (BR-Distribuidora, Ipiranga, Shell, Texaco e Esso) possuem 66% do mercado de

---

<sup>94</sup> O PND tinha por objetivos, segundo o próprio BNDES: permitir a mudança do papel do Estado, concentrando suas ações e recursos, sabidamente escassos, nas áreas sociais; reduzir a dívida pública, auxiliando o ajuste fiscal do Governo; permitir a retomada dos investimentos nas empresas e atividades desestatizadas, com os recursos de seus novos proprietários; estimular a competição no mercado, contribuindo para o aumento da qualidade de bens e serviços ofertados à população; e fortalecer o mercado acionário, com maior pulverização do capital.

<sup>95</sup> A liberação total dos preços e margens de distribuição e revenda deu-se em fins de 2001. ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *Reestruturação Petrolífera no Brasil e América do Sul*. Rio de Janeiro: COPPEAD-IE/UFRJ, Janeiro de 2003c. (Mimeo). p. 20.

<sup>96</sup> Os resultados foram o aumento do número de distribuidoras, adulteração de combustíveis e evasão fiscal. A ANP implementou medidas para mitigar os problemas advindos da concorrência desleal, a saber: 1) aumento do controle e monitoramento da venda de solventes e da qualidade de combustíveis nos postos de revenda; 2) imposição de mínimos de capacidade de armazenamento (750 mil litros) e de capital social para a obtenção do registro de operação junto a ANP; e 3) revogação da permissão irrestrita de aquisição de combustíveis pelos postos de revenda de qualquer distribuidora (somente os postos de “bandeira branca”).

gasolina e 76% do mercado de óleo diesel. Além disso, aproximadamente, 80% das redes de postos são vinculadas às empresas acima mencionadas. A estratégia da PETROBRÁS é atuar em mercados distantes e, assim, obter rentabilidade diluída a prazo mais longo. Já as empresas privadas concentram as suas atividades em mercados mais rentáveis (maior concentração de consumidores, melhor infra-estrutura de armazenamento e escoamento).

**Quadro 48 – Brasil: Quantidade de Postos Revendedores de Combustíveis Automotivos, por Bandeira – 2002**

Postos Revendedores	% Brasil	Brasil	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste
<b>BR-Distribuidora</b>	18	5.366	360	1.255	2.196	1.082	473
<b>Ipiranga</b>	14	4.128	78	364	1.612	1.686	388
<b>Texaco</b>	8,9	2.649	158	501	1.017	698	275
<b>Esso</b>	7,6	2.257	41	324	1.235	536	121
<b>Shell</b>	7,5	2.235	6	298	1.355	488	88
<b>Agip</b>	3,6	1.082	10	5	766	40	261
<b>Bandeira Branca<sup>1</sup></b>	26,6	7.985	481	1.200	4.526	878	900
<b>Outras<sup>2</sup></b>	13,8	4.102	338	1.072	1.561	929	202
<b>Total</b>	100	29.804	1.472	5.019	14.268	6.337	2.708

**Notas:** 1) Posto que pode ser abastecido por qualquer distribuidora; e 2) Inclui outras 131 bandeiras.

**Fonte:** Elaboração Própria a partir de dados da ANP. *Vários Documentos*. In: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br).

Com a implementação do Programa de Estabilização Monetária – Plano Real, 1994 – no Governo Itamar Franco e a garantia de sua continuidade no Governo Fernando Henrique Cardoso, o processo de redefinição do papel do Estado na economia passou a ser implementado com maior velocidade. As idéias de desregulamentação, flexibilizações e privatizações retornaram com uma força maior devido a grande popularidade do então presidente Fernando Henrique Cardoso. No setor energético, foi implementada uma série de medidas visando a recuperação tarifária e o saneamento das empresas, assim como, o estabelecimento de regras que permitissem a participação privada no setor elétrico, privatizações e desmantelamento dos monopólios estatais.

Outras mudanças no *downstream* foram relevantes: 1) modificação da estrutura de formação dos preços dos derivados nas refinarias; 2) extinção, em 1998, do mecanismo de equalização dos preços ao consumidor em todo território nacional; 3) possibilidade de novos agentes na atividade de importação de derivados; e 4) introdução do livre acesso a oleodutos,

tanques e terminais.<sup>97</sup> O querosene de aviação e o GLP foram liberados para a importação por outros agentes em 1998<sup>98</sup>. Continuando o processo de abertura, a gasolina automotiva e o óleo diesel foram liberados no final de 2001, depois que a CIDE (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico)<sup>99</sup> foi criada. Os maiores problemas encontrados para a efetivação das importações foram a estrutura oligopólica de fornecimento na distribuição de alguns produtos, adicionada à escala de operação das empresas e não existência de instalações de armazenamento e transporte do produto importado.

A legislação referente ao setor de petróleo e gás natural, Lei do Petróleo<sup>100</sup>, determinou a titularidade dos direitos de propriedade da União com relação aos hidrocarbonetos e manteve a PETROBRÁS como uma empresa mista estatal verticalizada e integrada. Mesmo assim, foram privatizadas algumas subsidiárias do Sistema PETROBRÁS<sup>101, 102</sup> que não faziam parte do monopólio constitucional. A estatal manteve os direitos de propriedade nas áreas de produção em que estava atuando e nos seus ativos de refino, equipamentos e infra-estrutura de transporte de dutos, marítimo e de armazenagem. Entretanto, a Lei do Petróleo estabeleceu, de acordo com o novo padrão de organização industrial, o livre acesso a terceiros na estrutura de transporte e de armazenagem da empresa com o intuito de viabilizar a abertura à exportação e importação de petróleo, gás natural e de seus derivados. Foram instituídos, também, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional de Petróleo (ANP).

---

<sup>97</sup> Os preços de realização (remuneram a atividade de refino da PETROBRÁS para cada derivado produzido), atualmente, são definidos pelo custo de oportunidade, de acordo com parâmetros internacionais de comparação, adicionados aos custos de transporte e de internalização. Por sua vez, o preço de faturamento, para as distribuidoras, mantém a sua definição através de ato conjunto entre Ministério de Minas e Energia e Ministério da Fazenda. Cabe frisar que, para a liberação total dos preços, estabeleceu-se um prazo máximo de 36 meses, prorrogado por mais 12 meses. ALVEAL CONTRERAS (2003c), op. cit., p. 21.

<sup>98</sup> Portarias ANP nº 203/98 e nº 204/98.

<sup>99</sup> A CIDE incide sobre a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados e álcool etílico combustível.

<sup>100</sup> Lei nº 9.478/97. *Dispõe sobre a Política Energética Nacional, as Atividades Relativas ao Monopólio do Petróleo, Institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo*. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 6 de Agosto de 1997.

<sup>101</sup> O processo de privatização do setor petrolífero não teve prosseguimento. Cabe ressaltar que, a privatização da PETROBRÁS, até o momento, é proibida por lei. Entretanto, as subsidiárias existentes ou que venham a ser criadas podem ser privatizadas, representando a possibilidade de desverticalização e enfraquecimento do Sistema PETROBRÁS.

<sup>102</sup> A atuação estratégica da PETROBRÁS ao adquirir a Perez Compac e Santa Fe na Argentina mostrou visões de médio e longo prazos, tão importantes nas políticas setoriais. No segmento de *upstream*, as estratégias utilizadas pelas empresas nas licitações é a associação com a estatal devido às barreiras à entrada: 1) altos riscos geológicos; 2) incertezas regulatórias; e 3) incertezas econômicas, políticas e empresariais. A predominância da PETROBRÁS é relativa ao seu conhecimento geológico, sistêmico e empresarial; e ao seu desenvolvimento tecnológico.



### 4.3.1 – As Privatizações no Brasil

A privatização de estatais como processo, no Brasil, começou a ser discutida no Governo Figueiredo<sup>103</sup>. O discurso, contrário à atuação das empresas estatais, era desacelerar a expansão do setor produtivo estatal, argumentando-se que tais estatais tinham saído do controle das autoridades federais. Cabe ressaltar que, de 1979 a 1984, grande parte das empresas vendidas eram reprivatizações, não incluindo nenhuma das grandes empresas estatais brasileiras.<sup>104</sup> Dentre as empresas privatizadas, nesse período, duas eram controladas pela Petroquisa, quais sejam, a Companhia Pernambucana de Borracha Sintética (Coperbo) e a Nitriflex S.A. (Indústria e Comércio).

A partir de 1990, com o Governo Collor, pretendia-se, num primeiro momento, reprivatizar empresas absorvidas pelo Estado; vender as subsidiárias estabelecidas após a Reforma de 1967, com a desverticalização e a diversificalização das grandes empresas estatais<sup>105</sup>; e transferir para o setor privado as empresas do setor siderúrgico nas quais, ao contrário do que ocorria nas décadas de 40 e 50, a presença do Estado não parecia, ao governo, ser mais essencial. Neste contexto, o debate sobre privatização teve um impulso, surgindo a possibilidade de flexibilização do monopólio do petróleo exercido pela PETROBRÁS.

O marco jurídico do programa de privatização do Governo Collor constituiu-se através de duas leis e de dois decretos: a) Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990 (criou o Programa Nacional de Desestatização – PND); b) Decreto nº 99.463, de 16 de agosto de 1990 (regulamentou a lei anterior); c) Decreto nº 99.464, de 16 de agosto de 1990 (designou o BNDES como gestor do PND); e d) Lei nº 8.250, de 24 de outubro de 1991 (estabeleceu as formas de pagamento das

<sup>103</sup> A Comissão Especial de Desestatização foi criada em 1981, durante o governo João Batista Figueiredo.

<sup>104</sup> “As empresas vendidas nesse período eram, em geral, empresas sendo reprivatizadas, e não incluíam nenhuma das grandes empresas estatais: no total, a venda dessas 20 firmas representou uma receita total de apenas US\$ 190 milhões.” PINHEIRO, Armando Castelar & OLIVEIRA FILHO, Luiz Chysostomo de. Privatização no Brasil: passado, planos e perspectivas. *Texto Para Discussão*. Rio de Janeiro: IPEA, Nº 230. Agosto de 1991. p. 14.

<sup>105</sup> Segundo CASTRO FILHO & DIAS (s/d), “no início dos anos 1990, o esgotamento da utilização das subsidiárias da PETROBRÁS como instrumentos para as ações de governo era evidente e estas empresas se tornaram alvo preferencial do programa de reforma de Estado do governo Collor de Melo. Petromisa e Interbrás foram extintas em suas primeiras horas, as subsidiárias da Petroquisa e a Petrofértil privatizadas nos primeiros anos da década de 1990, permanecendo no organograma da empresa apenas a BR-Distribuidora e a Braspetro.” CASTRO FILHO, Raimundo de Araújo & DIAS, José Luciano. PETROBRÁS. In: [http://www.cpdoc.fgv.br/dhbb/verbetes\\_htm/6293\\_8.asp](http://www.cpdoc.fgv.br/dhbb/verbetes_htm/6293_8.asp).

empresas privatizadas).<sup>106</sup> Com o Governo Fernando Henrique Cardoso, a partir de 1995, deu-se maior prioridade ao processo de privatização ao criar-se o Conselho Nacional de Desestatização (CND).<sup>107</sup>

Desde a criação do PND até o final de 2002, foram privatizadas 68 empresas e participações acionárias estatais federais, sendo a maior parte proveniente da siderurgia, química e petroquímica, fertilizantes e energia elétrica. Foram repassados também à iniciativa privada, através de concessão, 7 trechos da Rede Ferroviária Federal S.A. – RFFSA, as Malhas Oeste, Centro-Leste, Sudeste, Teresa Cristina, Sul, Nordeste, Paulista e um arrendamento para exploração de Contêineres – Tecon-1, Porto de Santos, da Companhia Docas de São Paulo – CODESP, TECON 1, Porto de Sepetiba – CDRJ, Cais de Capuaba – DODESA (Berços 203, 204, 205), Cais de Paul – CODESA (Berço 206), GERASUL, Terminal roll-on roll-off (CDRJ), Porto de Angra dos Reis (CDRJ), Datamec e Porto de Salvador (CODEBA). Adicionalmente, foram realizados leilões de concessão de energia elétrica para aproveitamentos hidrelétricos (concessões de geração de energia elétrica para produtores independentes e auto-produtores e concessões para serviço público de energia – Emboque, Cubatão e Rosal) e para linhas de transmissão.<sup>108</sup>

O Quadro 49 apresenta os resultados acumulados do processo de privatização brasileiro, de 1991 a 2002, paralisado com a tomada de poder da coligação política que tem à sua frente o PT (Partido dos Trabalhadores). O resultado acumulado das privatizações foi de US\$ 105,56 bilhões, sendo que o total de dívidas transferidas foi de US\$ 18,08 bilhões.

---

<sup>106</sup> “Essa regulamentação foi complementada por diversas resoluções do Conselho Monetário Nacional (CMN), portarias ministeriais, circulares do Banco Central e resolução da Comissão Diretora do PND, destinadas a definir aspectos específicos da legislação, com destaque para as Resoluções 1810 e 1850 do CMN, de 27 de março de 1991 e 31 de julho de 1991, respectivamente, referentes à conversão em investimento direto da dívida externa do setor público”. PINHEIRO, Armando Castelar e GIAMBIAGI. As empresas estatais e o Programa de Privatização do Governo Collor. *Texto para Discussão*. Rio de Janeiro: IPEA, nº 261. Maio de 1992. p. 35.

<sup>107</sup> Inicia-se o processo de desestatização de empresas estaduais, a cargo dos respectivos Estados, ao qual o governo federal dá suporte. O exemplo mais marcante é o do setor de energia elétrica. TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno, OLIVEIRA, Ricardo Gorini de & CAMPOS, Adriana Fiorotti. *As Empresas do Setor Elétrico Brasileiro: estratégias e performance*. Rio de Janeiro: CENERGIA, 2002.

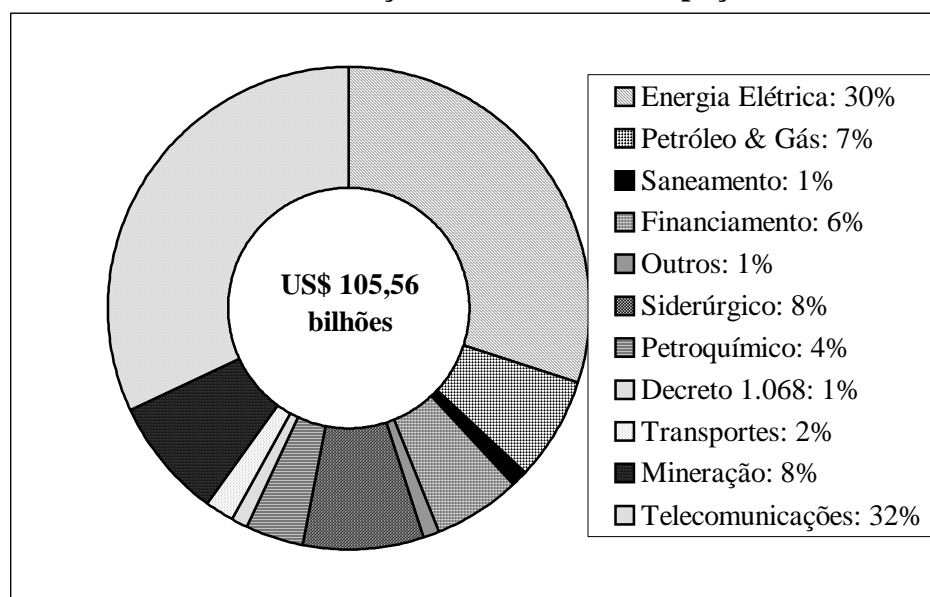
<sup>108</sup> BNDES. In: [www.bndes.gov.br](http://www.bndes.gov.br).

**Quadro 49 – Privatizações no Brasil: Resultados Acumulados – 1991/2002**  
(US\$ milhões)

Programa	Receita de Venda	Dívidas Transferidas	Resultado Total
<b>Privatizações Federais</b>	59.530	11.326	70.856
<b>Empresas de Telecomunicações</b>	29.050	2.125	31.175
<b>PND</b>	30.481	9.201	39.682
<b>Privatizações Estaduais</b>	27.949	6.750	34.699
<b>Total</b>	<b>87.480</b>	<b>18.076</b>	<b>105.556</b>

Fonte: BNDES. In: [www.bndes.gov.br](http://www.bndes.gov.br). (Última Atualização em Dezembro de 2002).

**Gráfico 24 – Privatizações no Brasil: Participação Setorial**



Fonte: BNDES. In: [www.bndes.gov.br](http://www.bndes.gov.br). (Última Atualização em Dezembro de 2002).

Salienta-se a importância do setor de telecomunicações, que corresponde, isoladamente, a 32% do total. O segmento de energia possui uma grande participação, pois juntos os segmentos de energia elétrica e petróleo e gás natural correspondem a 37% do total. (Gráfico 24). Em 2000, ocorreu a venda das ações que excediam o controle acionário detido pela União na estatal PETROBRÁS. De acordo com o BNDES,

*“o fechamento da operação de venda, no Brasil e no exterior, das ações da PETROBRÁS, ocorreu em 09 de agosto e o valor total auferido foi de R\$ 7,2 bilhões (US\$ 4,0 bilhões). Observa-se que se trata de operação*

*pioneira em que, pela primeira vez foram aceitos recursos do FGTS na aquisição das ações.*”<sup>109</sup>

O primeiro passo em direção à abertura do setor petrolífero nacional foi a privatização de algumas de suas subsidiárias (não faziam parte do monopólio constitucional). Em 1991, no governo Collor, foram dissolvidas comercialmente a PETROBRÁS Mineração S.A. (Petromisa) e a PETROBRÁS Comércio Internacional S.A. (Interbrás). No ano de 1992, incluiu-se o setor petroquímico no Programa Nacional de Desestatização, tendo a Petroquisa reduzido a sua participação no setor. Ainda em 1992, foi iniciado o PND para o setor de fertilizantes, com a alienação da Fosfértil e da Goiasfértil no segundo semestre.

No setor petroquímico, o Estado, através da Petroquisa, controlava as centrais produtoras dos principais insumos de dois pólos petroquímicos (Copesul e PQV), tinha participação paritária com o setor privado em um terceiro pólo petroquímico (Copone) e uma participação significativa na central do pólo cloroquímico de Alagoas (Salgema). Possuía, também, participações minoritárias em, aproximadamente, 32 empresas de segunda geração (o controle era compartilhado com sócios privados, nacionais e estrangeiros).<sup>110</sup> Porém, no início do ano de 1992, optou-se pela desestatização individual das centrais de matérias-primas petroquímicas por pólos regionais, contrapondo-se às sugestões de venda em bloco das ações do capital social da Petroquisa.

O Quadro 50 apresenta o resultado do PND para os setores de petroquímica e fertilizantes. Os grandes montantes resultantes da privatização destas atividades demonstram a importância destas empresas e a dificuldade encontrada, na década de 90, para o prosseguimento de tal processo devido ao grau de verticalização da PETROBRÁS e ao seu alto valor de mercado.

---

<sup>109</sup> BNDES. In: [www.bndes.gov.br/privatizacao/resultados/historico/history.asp](http://www.bndes.gov.br/privatizacao/resultados/historico/history.asp).

<sup>110</sup> A PETROBRÁS possuía, no início da década de 1990, o comando virtual de toda a indústria petroquímica.

**Quadro 50 – PND: Privatização nos Setores de Petroquímica e de Fertilizantes**

	Data do Leilão	Consórcio Vencedor	Preço Mínimo (US\$ milhões)	Receitas (US\$ milhões)	Ágio
<b>Empresa (Petroquímica)</b>					
<b>Petroflex</b>	10/04/1992	Consórcio PIC (63,8%), Petros (18,7%), Funcef (3,4%), Outros Fundos de Pensão (10,4%), Instituições Financeiras (3,2%) e Investidores Estrangeiros (0,5%)	178,6	215,6	20,7%
<b>Copesul</b>	15/05/1992	Consórcio PPE (45,6%), Outras Empresas Nacionais (1,1%), Fundo Poolinvest (7,2%), Bancos (21,3%), Outras Instituições Financeiras (9,3%), Outros Investidores Estrangeiros (3,5%), Fundos de Pensão (11,2%) e Pessoas Físicas (0,8%)	617,1	797,1	29,2%
<b>Álcalis</b>	15/07/1992	Consórcio Cirne – Grupo Fragoso Pires (100%)	78,9	78,9	0%
<b>Nitriflex</b>	06/08/1992	ITAP S.A. (100%)	26,2	26,2	0%
<b>Polisul</b>	11/09/1992	Ipiranga (80%) e Hoescht (20%)	56,8	56,8	0%
<b>PPH</b>	29/09/1992	Odebrecht (47,7%), Petropar (25,8%), Polipropileno (0,8%) e Himont (25,7%)	25,1	40,8	62,4%
<b>CBE</b>	03/12/1992	Unigel (100%)	10,9	10,9	0%
<b>Poliofelinas</b>	19/03/1993	Odebrecht Química S.A. (100%)	87,1	87,1	0%
<b>Oxiten</b>	15/09/1993	Dresdener Bank (50%), Ultraquímica (48,8%) e Outros (0,2%)	53,9	53,9	0%
<b>PQU</b>	24/01/1994	Consórcio Poinvest (32,1%), Polibrasil (16,7%), San Felipe Adm. e Part. (15,5%), Privatinvest (11,2%), Banco Real (4,7%), Outras Instituições Financeiras (4,7%), Fundação Cesp (4%), Gboex (0,3%), Oxiten (4,3%), Unigel (3,2%), Unipar (2,7%) e Investidores Estrangeiros (0,6%)	269,9	269,9	0%
<b>Acrinor</b>	12/08/1994	Copene (62,9%) e Rhodia (37,1%)	12,1	12,1	0%
<b>Coperbo</b>	16/08/1994	Petroflex In. Com. (78%) e Copenar (22%)	25,9	25,9	0%
<b>Ciquine</b>	17/08/1994	Copenar (100%)	23,7	23,7	0%
<b>Polialden</b>	17/08/1994	Copenar (100%)	16,7	16,7	0%
<b>Politeno</b>	18/08/1994	Copenar (50%) e Cia. Suzano de Papel e Celulose (50%)	44,9	44,9	0%
<b>Copene</b>	15/08/1995	Norquisa (90%), Petros (3,2%), Previ (3,2%) e Outros Fundo de Pensão (3,6%)	253,8	253,8	0%
<b>CPC</b>	29/09/1995	EPB – Empr. Petroquímico do Brasil (100%)	73,6	73,6	0%
<b>CQR</b>	05/10/1995	Aply Com. Empreend. (100%)	0,0129	1,70818	13.800%
<b>Salgema</b>	05/10/1995	EPB (50%) e Copene (50%)	48,8	48,8	0%
<b>CBP</b>	05/12/1995	Atrium DTVM (100%)	24,29	36,43	50,1%
<b>Nitrocarbono</b>	05/12/1995	Pronor (90,6%) e Petroquímica da Bahia (9,4%)	29,5	29,6	0,2%
<b>Pronor</b>	05/12/1995	Petroquímica da Bahia (100%)	62,9	63,5	0,9%
<b>Koppol</b>	01/02/1996	Suzano Resinas Petroquímicas (100%)	3,146	3,146	0%
<b>Polipropileno</b>	01/02/1996	Suzano Resinas Petroquímicas (100%)	81,2	81,2	0%
<b>Deten</b>	22/05/1996	Una (100%)	12,1	12,1	0%
<b>Polibrasil</b>	27/08/1996	Polipropileno (63,9%), Hipart Participações (34,6%) e Ipiranga Química (1,5%)	99,4	99,4	0%
<b>EDN</b>	26/09/1996	Dow Química (100%)	16,1	16,4	0,18%
<b>Empresas (Fertilizantes)</b>					
<b>Indag</b>	23/01/1992	IAP S.A. (100%)	6,8	6,8	0%
<b>Fosfertil</b>	12/08/1992	Fertifoz (87%), Instituições Financeiras (12,1%), Investidores Estrangeiros (0,5%) e Pessoas Físicas (0,4%)	139,3	177,1	27,1%
<b>Goiásfertil</b>	08/10/1992	Fosfertil (100%)	12,7	12,7	0%
<b>Ultrafertil</b>	24/06/1993	Fertiultra (100%)	199,4	199,4	0%
<b>Arafertil</b>	15/04/1994	Fertisul (50%) e Quimbrasil (50%)	10,7	10,7	0%

Fonte: BNDES. *Privatizações no Brasil – 1991-2001*. Rio de Janeiro: BNDES, Julho de 2001.

A opção, no setor fertilizantes, foi a privatização individual das empresas. A Fosfértil foi comprada por um consórcio constituído por um grande número de empresas, produtoras semi-integradas e instituições financeiras - Consórcio Fértilfoz. A Fosfértil, após a privatização, adquiriu a Goiasfértil em outubro de 1992 e a Ultrafértil em junho de 1993, concentrando o setor de fertilizantes.

Com a privatização, não ocorreu uma desconcentração do setor como pode ser visto no quadro 51. Houve, no entanto, a perigosa transferência do controle público para o controle privado; o setor continuou com o mesmo nível de concentração.

**Quadro 51 - Índice de Concentração do Capital: Setor de Adubos e Fertilizantes**

Situação*	Nº de Firmas	Cr4	Cr8	Restantes	IH	Rosembluth
Antes	51	34,5%	19,0%	46,5%	0,054	0.089
Depois	51	33,0%	20,6%	46,4%	0,053	0.095

**Nota:** (\*) Comparação da situação antes e depois da privatização da Fosfértil, Indag, Goiasfértil e Ultrafértil.

**Fonte:** TOURINHO, Octavio A. F. e VIANNA, Ricardo L. L. Avaliação e Agenda do Programa nacional de Desestatização. *Texto para Discussão*. Rio de Janeiro: IPEA. Nº 322. Outubro de 1993. p. 27.

No dia 24 de junho de 1993 o governo anunciou a exclusão da Nitrofértil e da Petrofértil do PND. No entanto a participação minoritária da Petrofértil na Indag já havia sido alienada no dia 23 de janeiro de 1992. Em 2004, a PETROBRÁS identifica a possibilidade de retornar ao setor petroquímico, destinando US\$ 1,1 bilhão para ser investido no período 2004/2010.<sup>111</sup> A crítica ao retorno da PETROBRÁS à petroquímica é, basicamente, que a verticalização da estatal impediria a formação de grupos privados fortes, dado o seu controle no fornecimento de nafta e gás natural. Adicionalmente, reduzindo a possibilidade de concorrência no setor, tem-se que a maior parte de nafta importada vem da Argentina através da PETROBRÁS Energia (antiga Perez Companc).

A favor ao retorno da PETROBRÁS, estão aqueles que afirmam que a estatal deve atuar como as *majors*, ou seja, verticalizada. O argumento principal é que a venda de

<sup>111</sup> As especulações que ocorrem no setor vão desde a possível compra do braço petroquímico da Ipiranga até a aquisição do controle de empresas de segunda geração. Para se ter uma idéia, em 2004, o controle da Copesul é dividido entre os grupos Braskem e Ipiranga, com cada grupo com 29,46% do capital. A subsidiária da PETROBRÁS – Petroquisa tem 15,63%; assim, caso a estatal adquira a parte da Ipiranga, passaria a ser controladora. COELHO, Moêma. Quem tem medo da PETROBRÁS? *Brasil Energia*. Nº 287, Outubro de 2004. p. 143. Óleo&Gás.

petroquímicos é mais lucrativa que a venda de matéria-prima. O Quadro 52 apresenta o lucro de algumas companhias em 2003, mostrando que elas participam ativamente na petroquímica.

**Quadro 52 – Empresas de Petróleo Seleccionadas: Lucro por Segmento – 2003**  
(US\$ bilhão)

Empresa	Upstream	Downstream	Petroquímica
ExxonMobil	14.50	3.52	1.43
BP	15.98	3.69	0.61
Total	11.84	2.23	0.63
Shell	9.32	3.15	0.23
ChevronTexaco	6.40	1.17	- 0.14
PETROBRÁS	5.50	1.74 <sup>1</sup>	-

**Nota:** 1 – A Petroquímica Está Incluída.

**Fonte:** Banco de Dados Brasil Energia e Empresas. In: COELHO, Moêma. Quem Tem Medo da PETROBRÁS? *Brasil Energia*. Nº 287, Outubro de 2004. p. 144. Óleo&Gás.

#### 4.3.2 – A Reforma Constitucional e a Reestruturação do Setor de Petróleo

As vésperas da eleição para Presidente da República em 1994, o senador Fernando Henrique Cardoso publicou o seu programa de governo intitulado “*Mãos a Obra, Brasil*” (proposta de governo). Nesse programa, afirmou:

*“O papel do Estado como produtor de bens e serviços será mantido nas áreas estratégicas, onde deverá ter a capacidade de produzir com eficiência, qualidade e preços competitivos. Para tanto, serão promovidas mudanças significativas no modelo de administração das empresas estatais, em especial com o uso de contratos de gestão. Este será o modelo predominante em alguns setores como o petróleo.”*<sup>112</sup>

No entanto, uma das medidas propostas pelo Governo Fernando Henrique Cardoso foi a flexibilização do monopólio estatal do petróleo, como pode ser observado no mesmo documento:

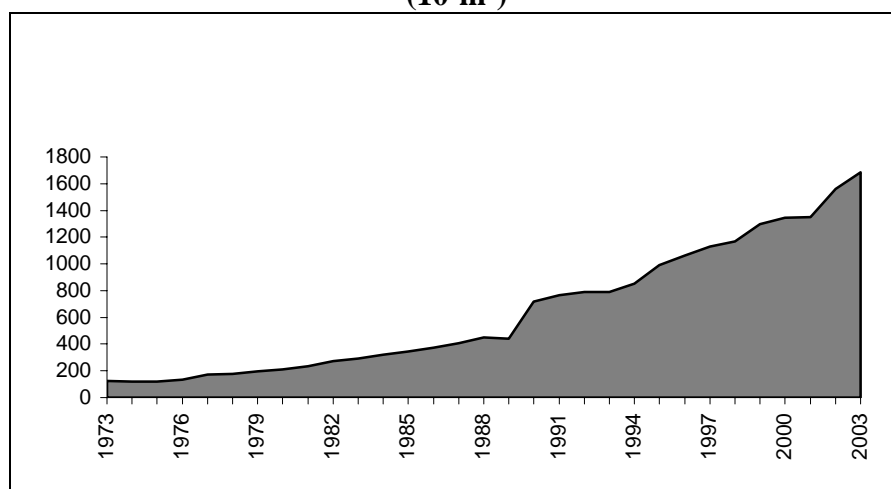
*“Propor emenda à Constituição e alterações na legislação que viabilizem a flexibilização do monopólio da União sobre o petróleo, com permissão para o estabelecimento de parcerias e ‘joint ventures’ entre a PETROBRÁS e o setor privado, nas áreas que forem convenientes ao interesse nacional.”*<sup>113</sup>

<sup>112</sup> CARDOSO, Fernando Henrique. *Mãos a Obra, Brasil: proposta de governo*. 1994. p. 202.

<sup>113</sup> Idem. p. 205.

O principal argumento para o estabelecimento de uma emenda constitucional que flexibilizasse a indústria nacional de petróleo foi a carência de recursos financeiros a serem utilizados para a exploração petrolífera. A estatal passaria, segundo a tese do Governo Federal, a desempenhar as suas atividades em regime de concorrência com outras companhias de petróleo e, conseqüentemente, não teria mais a responsabilidade de prover o abastecimento do mercado interno.

**Gráfico 25 – Brasil: Reservas Medidas de Petróleo  
(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**



Fonte: BEN. In: [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br).

O Gráfico 25 mostra, ao contrário da tese governamental à época, que a PETROBRÁS tem sido a grande responsável pelo aumento das reservas, pois, como foi comentado neste Capítulo, os contratos de risco assinados entre 1975-1988 não obtiveram resultados satisfatórios. Além disso, a companhia é detentora de alta tecnologia, possibilitando que as empresas que entram no segmento *upstream* no Brasil recorram a parcerias operacionais com a mesma.

Mesmo com todos os argumentos contrários à flexibilização da indústria petrolífera brasileira, no dia 7 de junho de 1995, foi aprovada pela Câmara dos Deputados, em primeiro turno, a flexibilização do monopólio do petróleo. A emenda constitucional obteve 364 votos a favor, 141 contra e 3 abstenções. Esse texto retirou do Estado a exclusividade sobre pesquisa, prospecção e refino do petróleo. Na emenda constitucional, deixou-se bem claro, no entanto, que o controle acionário da PETROBRÁS continuaria com a União (pelo menos 51%).



A emenda constitucional que põe fim ao monopólio estatal do petróleo na exploração, produção e refino ao autorizar concessões às empresas privadas nas diferentes atividades do setor foi aprovada pelo Senado em 1º turno no dia 18 de outubro de 1995. Sua segunda e definitiva aprovação deu-se no dia 8 de novembro de 1995, com 60 votos a favor e 15 contra, sem abstenções. Essa Emenda Constitucional, de nº 9, altera o § 1º do Artigo 177 da Constituição Federal de 1988.<sup>114</sup>

A votação consistiu grande triunfo para os planos de reformas econômicas do Presidente Fernando Henrique Cardoso, que já havia feito outras quatro emendas constitucionais na área econômica. O Congresso aprovou a flexibilização dos monopólios estatais das telecomunicações e da distribuição de gás, a abertura para as companhias estrangeiras da navegação de cabotagem marítima e fluvial, assim como o fim da distinção entre empresas de capital nacional e estrangeiro.

No final do ano de 1995, o Ministério de Minas e Energia (MME) apresentou a sua primeira versão de Projeto de Lei do petróleo, que tinha por princípios e objetivos políticos a preservação do interesse nacional; a garantia do abastecimento dos derivados de petróleo e gás natural em todo o território nacional; a atração de investimentos de risco; a promoção da livre concorrência; a proteção dos interesses do consumidor; a proteção do meio ambiente; a promoção do desenvolvimento nacional, ampliação do mercado de trabalho e valorização dos recursos petrolíferos; e a ampliação da competitividade do país no mercado internacional.<sup>115</sup>

Em julho de 1996, Fernando Henrique Cardoso encaminhou ao Congresso Nacional o Projeto de Lei nº 6/97 para regular as atividades relativas ao monopólio do petróleo. O projeto de lei foi acompanhado da Exposição de Motivos do MME nº 23/96. Neste projeto, apresentava-se o interesse governamental de abrir a exploração das atividades petrolíferas à iniciativa privada; isto é, a PETROBRÁS deixaria de ser a única executora do monopólio estatal do petróleo e do gás natural no Brasil. Propunha-se, também, a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP), que seria o órgão responsável pela gestão deste monopólio e a criação do Conselho Nacional de Política do Petróleo (CNPP), que seria o órgão de assessoramento direto do ministro das Minas e

---

<sup>114</sup> Com tal Emenda Constitucional, o governo federal identificou a necessidade da formação de uma agência reguladora das atividades da indústria brasileira de petróleo, baseada no modelo de agências internacionais como o Departamento de Energia dos Estados Unidos.

<sup>115</sup> MARTINS (1997), op. cit., p. 88.

Energia, cuja responsabilidade seria o auxílio na elaboração das diretrizes da política do petróleo e do gás natural.<sup>116</sup>

O relator da Comissão Especial do Congresso que analisava a emenda constitucional ao Artigo 177 da CF/88 partia do pressuposto que o petróleo seria estratégico somente para os países grandes produtores do Golfo Pérsico. Além disso, o Governo Federal baseava-se na hipótese de queda nos preços do petróleo no mercado internacional, seguia a tendência de redução da demanda na década de 80, do descobrimento de novas áreas petrolíferas, do aumento da participação das companhias independentes e do crescimento do gás natural na matriz energética. Ou seja, o petróleo seria somente uma simples *commodity* e, no máximo, uma *commodity* política, não tendo mais sentido a manutenção de bacias sedimentares brasileiras inexploradas e, assim, a abertura aumentaria a produção interna de petróleo e reduziria o déficit da balança comercial. Tal argumento é totalmente contrário aos movimentos internacionais observados no início do novo século, tais como: guerra contra o terrorismo, problemas com as empresas russas de petróleo, aumento do crescimento do consumo da Ásia em Desenvolvimento (Índia e China) etc. A geopolítica do petróleo torna-se cada vez mais importante, como foi salientado no Primeiro Capítulo.

No cenário internacional, dois casos citados no Capítulo 3 foram de extrema relevância para a promulgação da lei do petróleo: 1) a política adotada pela Venezuela, que permitiu a associação da estatal PDVSA com outras companhias para a exploração de bacias sedimentares; e 2) a privatização da estatal argentina YPF no início da década de 1990. De acordo com PIRES (2000),

*“A edição da Emenda Constitucional nº 9 e da Lei nº 9.478/97 denota o enfraquecimento, no Brasil, da doutrina do petróleo como ‘bem estratégico’. A consequência natural desse entendimento foi que não havia mais sentido limitar o acesso das companhias internacionais às atividades de exploração, sobretudo pelo fato de o país ser ‘importador líquido de óleo’. Esta tendência confirmou a continuação do processo de abertura dos anos 70, provisoriamente interrompido pela Carta de 1988.”*<sup>117</sup>

---

<sup>116</sup> PIRES (2000), op. cit., p. 126.

<sup>117</sup> Idem. p. 123.

**Quadro 53 - Comparação Genérica de Quatro Projetos de Lei Referentes à Regulamentação da Emenda Constitucional nº 9 ao Artigo 177 da Constituição Federal de 1988**

<b>Termos</b>	<b>Projeto de Lei nº 1.210/95</b>	<b>Projeto de Lei nº 1.319/95</b>	<b>Projeto de Lei nº 1.386/95</b>	<b>Projeto de Lei do MME</b>
<b>Prazo do Contrato</b>	Nada consta.	3 anos para exploração; 8 + 4 para produção.	Contratos de exploração não exclusivos improrrogáveis.	3 + 2 anos para exploração. Contrato fixo para produção.
<b>Área e Restrições</b>	Nada consta; PETROBRÁS deve registrar suas áreas dentro de um ano a contar da lei.	Exploração, 30 km <sup>2</sup> em Terra e 60 km <sup>2</sup> no mar; Produção, 100 e 200 km <sup>2</sup> . Áreas da PETROBRÁS (50% do potencial total) não serão objeto de licitação.	Área especificada periódica/pelo órgão regulatório; limite à retenção de áreas em cada estado. PETROBRÁS terá 18 meses para contratar suas lavras/áreas.	Blocos serão definidos pela ANP. PETROBRÁS terá 3 anos para continuar a exploração e 6 meses para ratificar seus direitos.
<b>Obrigações de Trabalho</b>	Nada consta.	Investimentos em produção e exploração equivalentes.	Não especificadas; devem constar do contrato.	Serão indicadas no edital de licitação bem como no contrato.
<b>Participação do Estado</b>	Participação mínima de 50% do capital e poder decisório à PETROBRÁS.	No mínimo 50% dos investimentos e resultados de produção.	PETROBRÁS poderá negociar associações para produção em suas áreas.	Nada consta. PETROBRÁS poderá ceder seus direitos total ou parcialmente, de acordo com a ANP.
<b>Royalty e Imposto</b>	Nada consta.	<i>Royalty</i> , taxa de uso da área, IR e outras; 1% do faturamento bruto aplicado em P&D.	<i>Royalty</i> , taxa de ocupação da área, bônus de produção, IR; PETROBRÁS não terá isenções.	Bônus de assinatura, <i>royalty</i> , participação especial, taxa de ocupação da área. Demais impostos.
<b>Disposição da Produção</b>	União terá direito à compra de no mínimo 60% da produção; exportação e importação reservadas à PETROBRÁS.	Desembarque de produto obrigatório. União tem preferência para adquirir a produção; quotas de exportação.	Permite a exportação de petróleo produzido pela concessionária. Preços desregulamentados.	A ANP poderá autorizar a exportação de petróleo. Preços desregulamentados.
<b>Outorga de Direitos</b>	Apenas para as áreas que não sejam de interesse da PETROBRÁS. Fiscalização e regulamentação pelo Congresso.	Regime de concessões por licitação para serviços de exploração; concessão de produção só para jazidas novas.	Licitação competitiva e contratação com base em contrato modelo. Prevista negociação direta.	Licitação competitiva. Critérios em editais. Prevista a negociação direta.
<b>Qualificação dos Candidatos</b>	Nada consta.	Preferência a candidatos cujas propostas privilegiem bens, serviços e mão-de-obra nacionais.	Especificações e critérios em editais. Operadora domiciliada no país.	Requisitos de qualificação em editais. Prova de capacitação. Operadores com domicílio no país.

**Fonte:** MARTINS, Luiz Augusto Milani. Política e Administração da Exploração e Produção de Petróleo. In: *Séries Estudos e Documentos nº 35*. Rio de Janeiro: CETEM/Cnpq, 1997. pp. 97-98.

Apesar das alterações propostas, o texto de autoria do MME não perdeu a sua essência, sendo uma das principais alterações a que instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) em substituição ao CNPP. Segundo o substitutivo, o CNPE teria funções mais abrangentes do que o CNPP. O senado aprovou no dia 16 de julho de 1997, por votação simbólica, a lei que regulamenta a quebra do monopólio estatal do petróleo e que revoga a Lei nº 2.004, que criou a PETROBRÁS em outubro de 1953; 21 dias depois entrava em vigor a denominada lei do petróleo.

A Lei nº 9.478/97 foi sancionada por FHC com três vetos sobre: 1) a criação de cargos especiais para os diretores da ANP; 2) a obrigação de que as refinarias privadas mantivessem o mesmo número de postos de trabalho por cinco anos; e 3) a necessidade de homologação pelo Senado Federal dos pedidos de demissão dos membros da diretoria da ANP. Antes, porém, da sanção da lei do petróleo pelo Presidente da República, outros projetos foram elaborados para regulamentar a Emenda Constitucional nº 9/95, como pode ser visto no Quadro 53.

A Lei do Petróleo esteve no centro de várias polêmicas, dentre elas, a possibilidade de privatização da estatal PETROBRÁS. A privatização da companhia é proibida por lei<sup>118</sup>, mas ela poderia ter todo o seu acervo técnico fornecido, mediante pagamento, às empresas concorrentes e, além disso, poderá criar subsidiárias para suas atividades em que seja acionista minoritária. Adicionalmente, a polêmica do texto também ocorreu nos Artigos que permitem a transferência de titularidade de ações da PETROBRÁS em subsidiárias. Segundo o Senador Antônio Carlos Valadares (PSB-SE), o Projeto permite a privatização da PETROBRÁS por uma via transversa, ou seja, através da privatização de suas subsidiárias.<sup>119</sup>

---

<sup>118</sup> Zylbersztajn (Diretor-Geral da ANP) e Raimundo Britto (ministro das Minas e Energia) afirmaram em entrevista dada em Brasília que a PETROBRÁS não será privatizada no governo Fernando Henrique Cardoso. “A idéia, na verdade, é que a ANP crie um mercado competitivo no setor de petróleo, ainda hoje dominado pela PETROBRÁS em razão de meio século de monopólio. Depois disso, aí sim, a PETROBRÁS poderá ir a leilão. ‘Não seria prudente vender a PETROBRÁS num ano eleitoral, pois só criaria confusão’, diz um auxiliar de FHC.” VEJA. Pio mais claro: genro de FHC vira o homem do petróleo no país. São Paulo: Abril. Ano 31, nº 2. 14 de Janeiro de 1998. p. 26.

<sup>119</sup> FELÍCIO, César. Lei do petróleo passa no Senado. *Gazeta Mercantil*. São Paulo. 17 de Julho de 1997. p. A-13. Caderno Política.

#### **4.4 – Mudanças Institucionais, Regulatórias e Estruturais**

A Lei do Petróleo ratificou a propriedade da União sobre os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, incluindo-se a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva. A Agência Nacional do Petróleo passou a administrar todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural pertencentes à União.

A propriedade do petróleo e do gás natural, quando da extração do subsolo e passagem pelo ponto de medição, é atribuída ao concessionário. As reservas descobertas dentro da área de concessão são de propriedade da União, que possibilitará o seu aproveitamento econômico aos concessionários caso ache conveniente, respeitando, assim, o sistema domínial estabelecido na Constituição Federal de 1988.

Com a nova Lei do Petróleo, criou-se o CNPE como o órgão responsável pela elaboração de propostas para assegurar o abastecimento interno e o aproveitamento racional dos recursos energéticos e a ANP<sup>120</sup> para exercer as funções de órgão regulador e fiscalizador das atividades integrantes do monopólio do petróleo e do gás natural.

Segundo a legislação em vigor, as competências da ANP são: 1) implementar a política nacional de petróleo e gás natural, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo em todo o território nacional e na proteção dos consumidores e usuários quanto a preço, qualidade e oferta de produtos; 2) promover estudos para delimitação dos blocos que serão concedidos para exploração, desenvolvimento e produção; 3) elaborar os editais e promover as licitações para concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução; etc.<sup>121</sup>

O CNPE possui a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a: 1) promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país; 2) assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do país; 3) rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas

---

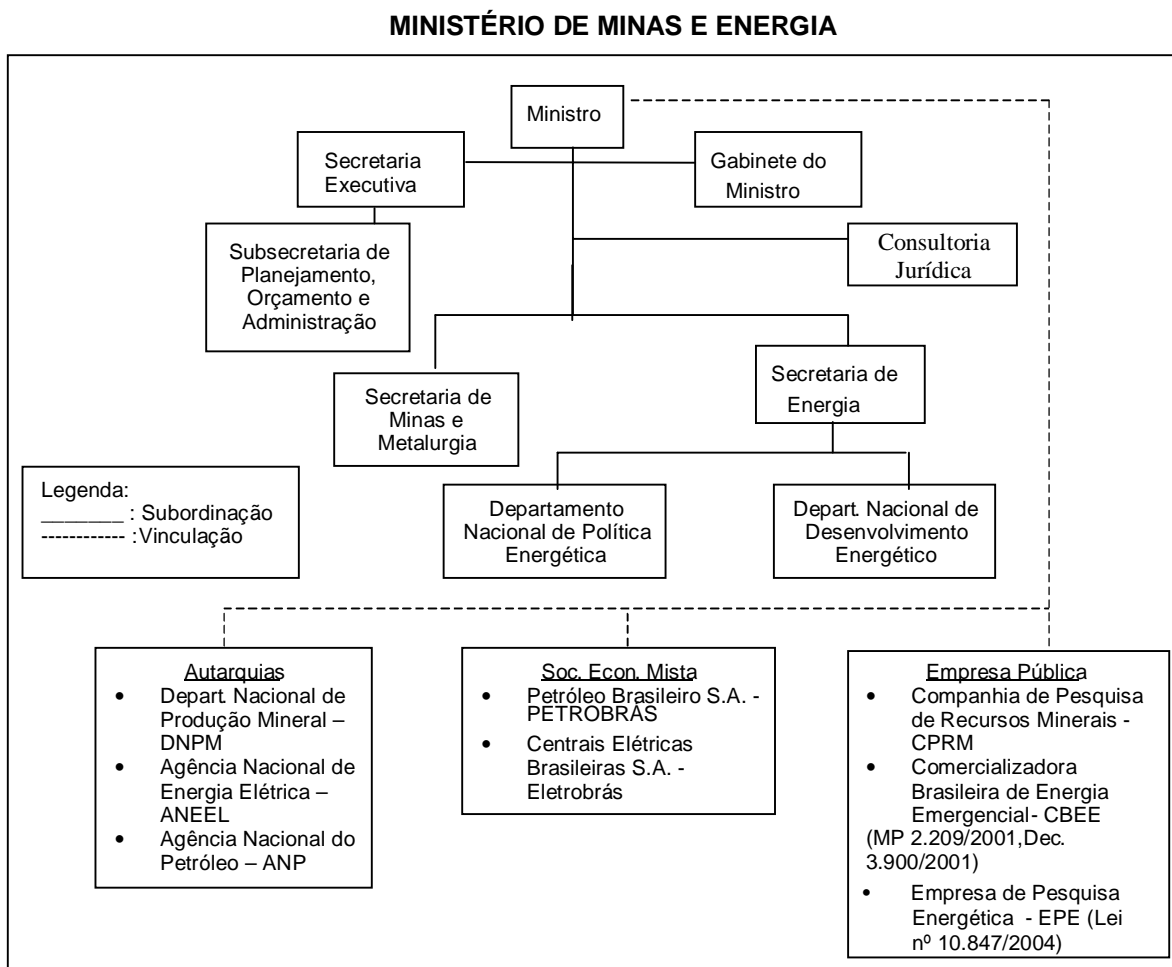
<sup>120</sup> A ANP é uma autarquia especial, com personalidade jurídica de direito público, subordinada ao Ministério de Minas e Energia. Foram conferidas ao órgão regulador setorial, autonomia patrimonial, administrativa e financeira.

<sup>121</sup> Decreto nº 2.455/98.

regiões do país; 4) estabelecer diretrizes para programas específicos; e 5) estabelecer diretrizes para importação e exportação de petróleo e derivados.<sup>122</sup>

A PETROBRÁS tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como quaisquer atividades correladas ou afins, conforme a legislação.<sup>123</sup>

A Figura 7 apresenta a nova estrutura do Ministério de Minas e Energia com as legislações vigentes.



**Figura 7 – Brasil: Estrutura Organizacional do Ministério de Minas e Energia.**

Fonte: MME. In: [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br).

<sup>122</sup> Lei nº 9.478/97.

<sup>123</sup> Idem.

As atividades de transporte, refino, importação e exportação de petróleo (que não são objeto de avaliação desta tese), segundo a Lei do Petróleo, podem ser realizadas por terceiros mediante a autorização da ANP. Já para as atividades do segmento *upstream*, exige-se procedimento licitatório para que tais atividades sejam concedidas a terceiros pelo órgão regulador. Segundo PIRES (2000), “*essa diferença de tratamento teve início com o legislador constituinte de 1967, que somente alçou à categoria de norma constitucional as atividades de exploração e produção, enquanto as demais continuaram a ser reguladas pela Lei nº 2.004/53.*”<sup>124</sup>

O contrato de concessão foi o regime estabelecido pela legislação para o segmento *upstream* brasileiro. As divergências dos teóricos quanto à natureza jurídica de tais contratos é muito acentuada. Vários teóricos consideram-no como um simples contrato de concessão de serviços públicos; alguns consideram que se trata de concessão de serviços de utilidade pública. Outros autores afirmam que se trata de concessão de exploração de bem público ou de atividade econômica. Por fim, há aqueles que partem do pressuposto que o contrato de concessão da atividade de exploração e produção de petróleo seja um acordo de desenvolvimento econômico regido pelo Direito Internacional, o que de acordo com PIRES (2000), não parece ter sido a opção do legislador. Quanto aos campos petrolíferos da PETROBRÁS, a legislação determinou através do Artigo 31 que a companhia deveria apresentar à ANP, dentro do prazo de 3 meses após a sua publicação, programa para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção dos campos de petróleo e de gás natural. Estabeleceu-se, também, através do Artigo 32, que a PETROBRÁS manteria os direitos sobre os campos de petróleo que já estavam em produção, na época do início da vigência da lei supracitada.

O Artigo 33, muito questionado, estabelece os direitos da PETROBRÁS quanto os seus campos que estavam na fase de pesquisa. A estatal somente terá direitos sobre os campos em que realizou descobertas comerciais ou em que promoveu investimentos na exploração, caso conseguisse comprovar a sua capacidade de investir nos trabalhos, inclusive por financiamentos de exploração e desenvolvimento. Comprovada a sua capacidade de investimento, ela poderia explorar e desenvolver os campos e, caso encontrasse um campo comercial, produzir.

---

<sup>124</sup> PIRES (2000), op. cit., p. 133.

O Capítulo IX da Lei nº 9.478/97 estabeleceu como se dariam as atividades da PETROBRÁS, anteriormente determinadas pela Lei nº 2.004/53. O objetivo era fornecer uma maior flexibilidade à estatal em suas contratações, já que havia perdido a exclusividade para a execução das atividades inseridas no monopólio do petróleo. Os dados atuais da PETROBRÁS são apresentados no Quadro 54.

**Quadro 54 – PETROBRÁS: Dados Referentes ao Ano de 2003**

	Dados PETROBRÁS		Dados PETROBRÁS
<b>Receitas Líquidas (em bilhões de R\$)</b>	R\$ 95,743	<b>Acionistas</b>	131.577
<b>Lucro Líquido (em bilhões de R\$)</b>	R\$ 17,795	<b>Refinarias</b>	16
<b>Investimentos (em bilhões de R\$)</b>	R\$ 18,485	<b>Rendimento das Refinarias</b>	1,709 milhão b.p.d.
<b>Exploração</b>	35 sondas de perfuração (22 marítimas)	<b>Dutos</b>	27.120
<b>Reservas (Critério SEC)</b>	11,6 bilhões de barris de óleo e gás equivalente (boe)	<b>Frota de Navios</b>	97 (54 de propriedade da PETROBRÁS)
<b>Poços Produtores</b>	15.834 (838 marítimos)	<b>Postos</b>	5.074 Ativos (612 próprios)
<b>Plataformas de Produção</b>	98 (68 fixas; 30 flutuantes)	<b>Fertilizantes</b>	5 Fábricas: 2.141 toneladas métricas de amônia e 2.437 toneladas métricas de uréia
<b>Produção Diária</b>	1,701 milhão b.p.d. de óleo e LGN; 53 milhões de m <sup>3</sup> de gás natural		

Fonte: PETROBRÁS. In: [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br).

#### **4.5 – Os Principais Dados do Segmento de *Upstream***

A ANP é a responsável pela elaboração de editais para a realização dos leilões de blocos das bacias sedimentares brasileiras. As atividades no *upstream* passaram, com a flexibilização do setor, a ser exercidas através de contratos de concessão entre o órgão regulador e os concessionários. Esta relação contratual implica para o concessionário a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.<sup>125</sup>

<sup>125</sup> Lei nº 9.478/97.



Os primeiros contratos de concessão foram assinados entre a ANP e a estatal PETROBRÁS. A Rodada 0 (zero) de licitação de blocos, no ano de 1998, concedeu à PETROBRÁS 115 blocos através da assinatura de 397 contratos. Caso a estatal brasileira não obtivesse êxito, durante o prazo de 3 anos, ela deveria devolver os blocos à ANP. No ano de 2002, a empresa possuía, desta rodada inicial, 36 blocos sob concessão. As outras licitações foram abertas à PETROBRÁS como também a todas as empresas interessadas em atuar no *upstream* brasileiro. O Quadro 55 apresenta um resumo das seis rodadas de licitações em que foram permitidas a participação de outras empresas que atuam no setor petrolífero nacional e/ou internacional.

**Quadro 55 – Brasil: Dados Comparativos das Rodadas de Licitação (Rodadas de 1 a 6)**

Resumo	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4	Rodada 5	Rodada 6
Conteúdo Local Médio na Fase de Exploração	25,4%	41,8%	28,4%	39,1%	A partir da Quinta Rodada, a avaliação das ofertas passou a considerar propostas de conteúdo local para as atividades específicas durante a Fase de Exploração e Etapa de Desenvolvimento.	
Conteúdo Local Médio na Fase de Desenvolvimento	26,7%	47,9%	39,9%	53,8%		
Área Oferecida (km <sup>2</sup> )	132.176	59.271	89.823	144.872	162.392	202.739
Área Concedida (km <sup>2</sup> )	54.660	48.074	48.529	25.289	21.950	39.657
Blocos Oferecidos	27	23	53	55	908	913
Blocos Concedidos	12	21	34	21	101	154
Aproveitamento	44,4%	91,3%	64,2%	38,9%	11,1%	16,9%
Nº de Empresas Interessadas	58	49	46	35	18	30
Nº de Empresas – Pagamento de Taxa de Participação	42	48	44	33	14	27
Empresas Habilitadas	38	42	42	29	12	24
Empresas que Apresentaram Ofertas	14	27	26	17	6	21
Empresas Vencedoras	11	16	22	14	6	19
Bônus de Assinatura	321.656.637	468.259.069	594.944.023	92.377.971	27.448.493	665.196.028

Fonte: Elaboração Própria a partir de ANP. In: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br).

O total de blocos concedidos nas 6 Rodadas foi 343, correspondente a um total de bônus de assinatura de R\$ 2.169.882.221,00. Os percentuais de aproveitamento das rodadas (proporção entre número de blocos ofertados e número de blocos concedidos) foram significativos, exceto na 5ª Rodada (11,1%)<sup>126</sup> e na 6ª Rodada (16,9%)<sup>127</sup>. (Quadro 55). Diferentemente das quatro rodadas anteriores, na 5ª Rodada de licitações não ocorreu a entrada dos grandes *players* internacionais; entretanto, na 6ª Rodada a Shell volta a participar das licitações. (Quadro 56). Vários pontos podem ser salientados quanto ao não comparecimento dos grandes grupos internacionais do petróleo, a saber: o seu maior interesse encontrava-se nas primeiras rodadas de licitações por serem os mais atrativos; mesmo com a parceria da PETROBRÁS, poucos campos foram descobertos mediante a concessão das 6 Rodadas iniciais; outras regiões mundiais apresentavam menor risco de obtenção de reservas; etc.

#### Quadro 56 – Brasil: Blocos Adquiridos por Grandes *Players* Internacionais do Petróleo

Empresa	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4	Rodada 5	Rodada 6	Total
ExxonMobil	2	0	1	0	0	0	3
Shell	1	4	4	2	0	6	17
BP-Amoco	1	0	0	0	0	0	1
Chevron Texaco	3	2	0	0	0	0	5
TotalFinaElf	0	0	1	0	0	0	1
Agip	4	0	0	0	0	0	4
<b>Total</b>	<b>11</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>6</b>	<b>31</b>

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da ANP. *Vários Documentos*. In: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br).

Com a mudança de governo, as propostas referentes ao conteúdo local médio na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento passaram a ser consideradas na avaliação das ofertas das empresas para adquirir blocos em licitação. O objetivo primordial do Governo Federal era incentivar a indústria local e, conseqüentemente, aumentar o número de empregos e renda na atividade. O Quadro 57 apresenta os percentuais referentes ao conteúdo local médio da 5ª e 6ª Rodadas, correspondentes ao período de governo da coligação política liderada pelo PT (Partido dos Trabalhadores), tendo como Presidente da República Luiz Inácio (Lula) da Silva.

<sup>126</sup> Na 5ª Rodada de Licitações foram concedidos à PETROBRÁS 85 blocos do total de 101 blocos concedidos.

<sup>127</sup> Na 6ª Rodada de Licitações, foram concedidos à PETROBRÁS 55 blocos do total de 154, além dos contratos de parcerias operacionais em mais 54 blocos.

Observa-se que o percentual de conteúdo local médio na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento das Rodadas 5 e 6 são superiores aos percentuais das etapas anteriores. (Quadros 55 e 57).

**Quadro 57 – Licitação: Conteúdo Local Médio na Fase de Exploração e na Etapa de Desenvolvimento – Rodadas 5 e 6**

<b>Blocos Localizados em Mar – Águas Profundas</b>			
		<b>Rodada 5</b>	<b>Rodada 6</b>
<b>Conteúdo Local Médio na Fase de Exploração</b>	Processamento de dados geofísicos, estudos de geologia e geofísica.	100%	96,49%
	Perfuração, completção e avaliação de poços.	30%	37,11%
<b>Conteúdo Local Médio na Etapa de Desenvolvimento</b>	Serviços de engenharia de detalhamento.	90,00%	97,58%
	Perfuração, completção, avaliação, construção e montagem da plataforma, plantas de processo e utilidades, sistema de coleta de produção e escoamento da produção.	50,00%	63,35%
<b>Blocos Localizados em Mar – Águas Rasas</b>			
<b>Conteúdo Local Médio na Fase de Exploração</b>	Processamento de dados geofísicos, estudos de geologia e geofísica.	78,55%	95,10%
	Perfuração, completção e avaliação de poços.	55,00%	77,10%
<b>Conteúdo Local Médio na Etapa de Desenvolvimento</b>	Serviços de engenharia de detalhamento.	88,48%	98,10%
	Perfuração, completção, avaliação, construção e montagem da plataforma, plantas de processo e utilidades, sistema de coleta de produção e escoamento da produção.	70,87%	71,10%
<b>Blocos Localizados em Terra</b>			
<b>Conteúdo Local Médio na Fase de Exploração</b>	Aquisição de dados de geologia e geofísica.	99,25%	97,87%
	Processamento de dados geofísicos, estudos de geologia e geofísica.	92,00%	98,26%
	Perfuração, completção e avaliação de poços.	88,00%	94,44%
<b>Conteúdo Local Médio na Etapa de Desenvolvimento</b>	Serviços de engenharia de detalhamento.	97,30%	100,00%
	Perfuração, completção, avaliação, estações coletoras e unidades de tratamento e sistema de escoamento da produção.	90,50%	99,72%

Fonte: ANP. In: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br).

As estratégias utilizadas pelas empresas nas licitações são as associações com a estatal PETROBRÁS devido às barreiras à entrada: 1) altos riscos geológicos; 2) incertezas regulatórias; e 3) incertezas econômicas, políticas e empresariais. A predominância da PETROBRÁS é relativa ao seu conhecimento geológico, sistêmico e empresarial bem como ao seu desenvolvimento tecnológico em águas profundas.

A estatal é a grande adquirente de blocos das rodadas e a maior investidora no Brasil, característica esta que não foi modificada na 6ª Rodada. (Quadro 58). Tal dado é fundamental por

ser a indústria mundial de petróleo altamente capital-intensiva e, assim, requerer altos volumes de recursos para os investimentos.

**Quadro 58 – Carteira de Projetos Exploratórios da PETROBRÁS**

Antes da 6ª Rodada				Depois da 6ª Rodada			
Bacia	Nº de Blocos e Células	Nº de Planos de Avaliação	Total Área (km <sup>2</sup> )	Bacia	Nº de Blocos e Células	Nº de Planos de Avaliação	Total Área (km <sup>2</sup> )
Amazonas	0	0	-	Amazonas	0	0	-
Barreirinhas	6	0	3.396,41	Barreirinhas	7	0	2.849,92
Camamú-Almada	3	0	3.119,99	Camamú-Almada	12	0	8.038,50
Campos	23	21	14.325,12	Campos	25	20	12.914,05
Ceará-Potiguar	12	3	5.806,82	Ceará-Potiguar	37	3	5.432,34
Espírito Santo	9	3	6.018,18	Espírito Santo	35	3	11.479,38
F. do Amazonas	14	0	34.729,16	F. do Amazonas	23	0	36.457,16
Jequetinhonha	7	0	6.685,50	Jequetinhonha	9	0	7.150,34
Pará-Maranhão	1	0	1.666,00	Pará-Maranhão	4	0	3.140,40
Paraná	0	0	-	Paraná	0	0	-
Pelotas	0	0	-	Pelotas	6	0	3.897,60
Recôncavo	2	0	375,36	Recôncavo	7	0	351,66
Santos	48	7	39.641,03	Santos	59	7	41.068,77
Sergipe-Alagoas	3	1	2.945,71	Sergipe-Alagoas	11	0	8.201,91
Solimões	1	0	7.662,00	Solimões	1	0	7.662,00
<b>Total</b>	<b>129</b>	<b>35</b>	<b>126.371,28</b>	<b>Total</b>	<b>236</b>	<b>33</b>	<b>148.644,03</b>

**Fonte:** PETROBRÁS. In: SIQUEIRA, Cláudia. O Novo Desenho da Exploração no Brasil. *Brasil Energia*. Nº 287, Outubro de 2004. p. 64. Especial Exploração.

Outro ponto importante a ser observado é que a quantidade de poços exploratórios perfurados ainda é muito reduzido se comparado a outras regiões do mundo. O Quadro 59 mostra o número de poços exploratórios perfurados por rodada e por ano.

**Quadro 59 – Brasil: Poços Exploratórios**

Rodada	Nº de Poços Exploratórios Perfurados <sup>1</sup>	Ano	Total de Poços Exploratórios Perfurados
Zero	367	1998	43
BID 1	8	1999	50
BID 2	25	2000	55
BID 3	12	2001	126
BID 4	15	2002	65
BID 5	8	2003	96
<b>Total</b>	<b>435</b>	<b>Total</b>	<b>435</b>

**Nota:** 1 – De Agosto de 1997 a Agosto de 2004.

**Fonte:** Elaboração Própria a partir de Dados da ANP. In: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br).

O Quadro 60 apresenta o total de gastos acumulados por bacia de 1998 ao primeiro trimestre de 2004, enfatizando a idéia de que a indústria petrolífera é altamente capital-intensiva. Adicionalmente, para a manutenção de um volume adequado de reservas, torna-se necessário o investimento no segmento de exploração, altamente arriscado.

**Quadro 60 – Gastos Acumulados por Bacia<sup>1</sup>**  
(mil R\$)

<b>Bacias</b>	<b>Exploração</b>
Amazonas	120.873
Camamú-Almada	284.829
Barreirinhas	80.582
Campos	4.062.360
Ceará	61.509
Cumuruxatiba	81.601
Espírito Santo	1.344.352
Foz do Amazonas	942.248
Jequetinhonha	51.876
Pará-Maranhão	80.024
Paraná	24.534
Potiguar	504.087
Recôncavo	61.202
Santos	2.950.245
Segipe-Alagoas	486.676
Solimões	81.288
<b>Total</b>	<b>11.218.286,00</b>

**Nota:** 1 – De 1998 até o Primeiro Trimestre de 2004.

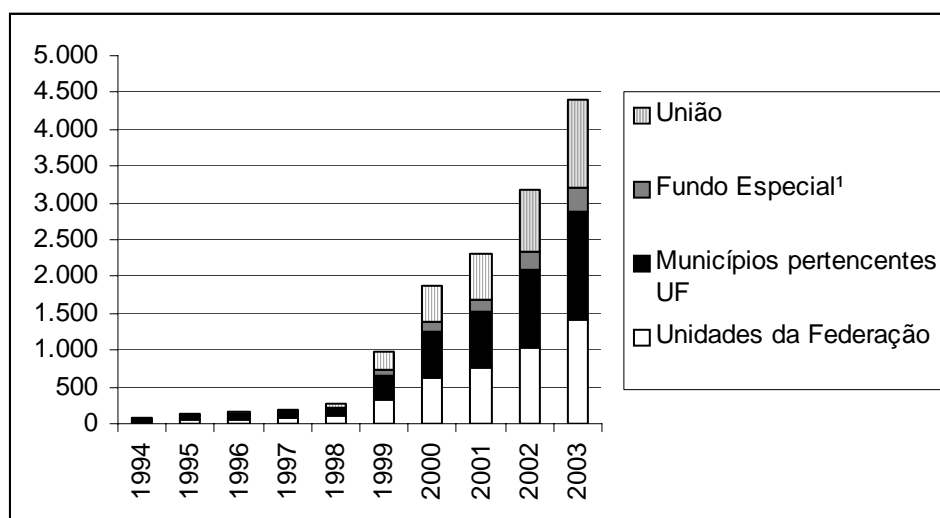
**Fonte:** Relatório de Gastos Trimestrais/SPG. In: SIQUEIRA, Cláudia. O Novo Desenho da Exploração no Brasil. *Brasil Energia*. Nº 287, Outubro de 2004. p. 46. Especial Exploração.

Dado a esta nova forma de atuação no setor petrolífero permitir a entrada de competidores na indústria brasileira de petróleo e gás natural, o Governo Federal estipulou, por lei, que o contrato de concessão disporá sobre as participações governamentais que são previstas no Edital de Licitações, a saber: bônus de assinatura, *royalties*, participação especial, e pagamento pela ocupação ou retenção de área. Com a descoberta de petróleo ou gás natural, a União transfere a propriedade destes recursos aos concessionários que obtiveram êxito na exploração, desenvolvimento e produção dos campos. É uma realidade que o valor dos *royalties* aumentaram, porém não se tem um referencial adequado de como estão sendo gastos estes

recursos. O Gráfico 26 identifica o crescimento da distribuição de *royalties* sobre a produção de petróleo e gás natural do início da reforma do setor petrolífero brasileiro até o ano de 2003. Segundo a ANP (2004),

*“a atração de novos investidores para a busca de petróleo vem trazendo benefícios para a sociedade brasileira. Em 1997, último ano do monopólio da PETROBRÁS, a arrecadação de royalties foi de R\$ 190 milhões. Em 2003, os royalties chegaram a R\$ 4,4 bilhões e, com a participação especial, o total atingiu R\$ 9,4 bilhões. Isso representa um crescimento de 5.100%, se compararmos os dois momentos.”<sup>128</sup>*

**Gráfico 26 – Brasil : Distribuição de *Royalties* sobre a Produção de Petróleo e Gás Natural, Segundo Beneficiários – 1994-2003 (Milhões de R\$)**



**Notas:** 1. Reais em valores correntes.

2. Foi utilizado regime de caixa na elaboração da tabela.

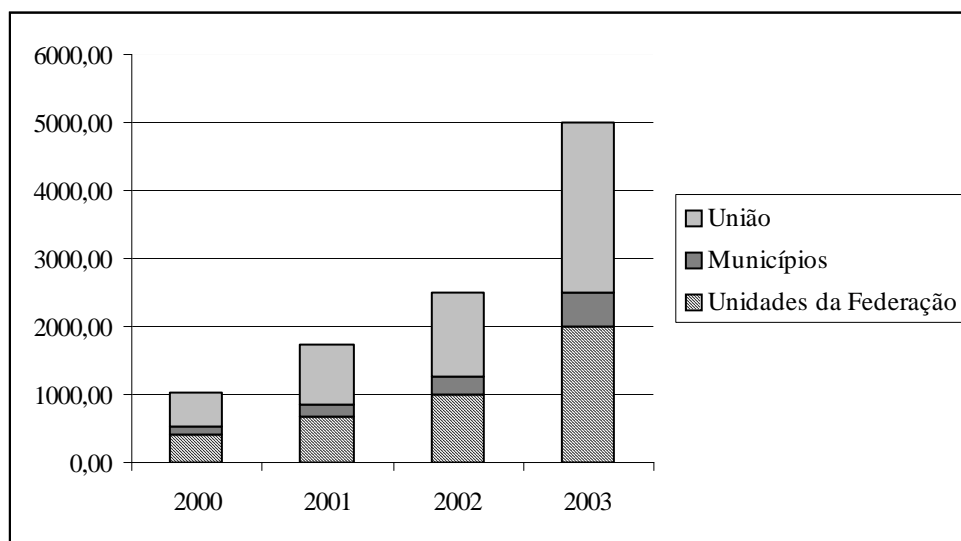
<sup>1</sup> Fundo a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios.

**Fonte:** ANP/SPG, conforme as Leis n.º 7.990/89 e n.º 9.478/97 e o Decreto n.º 2.705/98.

A participação especial é aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos por lei. O Gráfico 27 mostra o crescimento do valor da participação especial sobre a produção de petróleo e gás natural de 2000 a 2003.

<sup>128</sup> ANP. Petróleo traz Benefícios para o País. *Brasil Energia*. Nº 287, Outubro de 2004. p. 57. Informe Técnico.

**Gráfico 27 - Brasil: Distribuição da Participação Especial Sobre a Produção de Petróleo e de Gás Natural, Segundo Beneficiários – 2000-2003 (Milhões de R\$)**



**Notas:** 1. Reais em valores correntes.

2. Foi utilizado regime de caixa na elaboração da tabela.

**Fonte:** ANP/SPG, conforme a Lei n.º 9.478/97 e o Decreto n.º 2.705/98.

Atualmente, um grande foco de conflito refere-se aos campos marginais. Para muitos especialistas tais campos seriam a oportunidade de atuação de empresas de menor porte e tecnologia. Neste ínterim, a PETROBRÁS deveria transferir o seu acervo de campos marginais para o órgão regulador setorial e, assim, possibilitar que sejam feitas as respectivas licitações. A idéia é que as grandes empresas atuem na exploração de áreas com maiores possibilidades de produção e que os pequenos produtores sejam mais preparados para atuar nestas áreas.

Por outro lado, a companhia deveria manter a concessão destas áreas dado aos recursos já despendidos e, também, dada a possibilidade de aperfeiçoamento tecnológico. O Quadro 61 mostra os campos marginais que já estão a disposição da ANP e o Quadro 62, os campos ofertados pela estatal em 2004.

Adicionalmente, a concessão de campos marginais reduz o risco das empresas que participam dos leilões, pois são campos que tiveram produção, ou seja, já existe petróleo comprovadamente. Em muitos casos, tais campos foram abandonados devido a descoberta de

campos gigantes, como o de Campos, com maior rentabilidade para a estatal PETROBRÁS, podendo apresentar uma razoável produção de hidrocarbonetos.

Na Argentina, o processo de privatização da indústria petrolífera nacional iniciou-se com a venda dos campos marginais, seguido dos campos centrais e, por fim, com a venda da estatal YPF. Ou seja, deve-se tornar a concessão destes blocos o mais transparente possível para que a trajetória do país vizinho não seja seguida pelo Brasil. Desta forma, a PETROBRÁS, pelos motivos relacionados aos investimentos dispendidos nestes campos deveria continuar com a sua participação efetiva.

**Quadro 61 – Brasil: Campos Marginais da ANP - 2004**

Localização	Área	Localização	Área	
<b>Bahia</b>	Araças Leste	<b>Rio Grande do Norte-Ceará</b>	Alto Alegre (*)	
	Arraia		Baixo Vermelho	
	BAS-114		CES-66	
	BAS-48		Caraúna	
	Bela Vista (*)		Carnaubais	
	Bom Lugar		Caranaubais Vermelho	
	Caracatu (*)		Fazenda Nova (*)	
	Curral de Fora		Quixabeirinha	
	Fazenda Mamoeiro (*)		Riacho Alazão (*)	
	Fazenda São Paulo		Riacho Velho (*)	
	Gamboá		Rio do Carmo (*)	
	Jacarandá		São Manoel	
	Jiribatuba		Trapiá	
	Lobato (**)		<b>Rio de Janeiro</b>	RJS-150
	Morro do Barro		<b>Sergipe-Alagoas</b>	Alagamar
	Pitanga			ALS-32
	Quiambina (*)	Cidade de Aracaju		
	Riacho Quiricó	Foz de Vaza Barris		
	Riacho Sesmaria (*)	Piaçabuçu		
	Sempre Viva	SES-97		
Sete Galhos	<b>Pará-Maranhão</b>	Espigão		
Subaúma Mirim		Oeste de Canoas		
<b>Espírito Santo</b>		Conceição da Barra	São João	
		Rio Peruípe	PAS-11	

**Notas:** (\*) Integrantes do Projeto Campo Escola da ANP.

(\*\*) Campo Abandonado Definitivamente.

**Fonte:** ANP. In: SIQUEIRA, Cláudia. Riqueza Pouco Explorada. *Brasil Energia*. Nº 279, Fevereiro de 2004. p. 32. Especial Campos Marginais.



**Quadro 62 – PETROBRÁS: Situação dos Campos Marginais Ofertados - 2004**

Grupo	Campos			Poços	
	Nome	Prod. Óleo (b/d)	Prod. Gás (m <sup>3</sup> /d)	Total	Operando
SE1A	Aguilhada	761	-	12	2
	Angelim	245	-	31	2
	Aruari	245	-	7	1
	Ilha Pequena	648	-	15	5
BA2A	Apraius	409	1.471	12	2
	Fazenda Azevedo	252	142	16	1
	Fazenda Onça	138	460	10	1
	Lagoa Verde	-	2.000	4	1
	Leodório	-	-	2	0
	Miranga Leste	-	-	3	0
	Miranga Norte	346	4.703	19	4
	Rio da Serra	-	-	26	0
	Rio Sauípe	-	-	1	0
	Vale do Quiricó	-	-	2	0
BA3A	Camaçari	-	-	10	0
	Cantagalo	-	-	2	0
	Dias D'Ávila	-	-	2	0
	Fazenda Sori	-	-	7	0
	Pedrinhas	-	3.334	5	1
	Rio Joanes	-	-	5	0
BA4	Massuí	63	10.735	16	1
	Paramirim do Vencimento	-	-	10	0
	Socorro	189	603	17	2
	São Domingos	445	107	16	2
BA5 (gás)	Fazenda Matinha	-	-	2	0
	Iraí	-	-	17	0
	Fazenda Santa Rosa	-	-	1	0
	Quererá	-	-	24	0
	Lagoa Branca	-	-	1	0
BA6	Itaparica	-	-	11 abandonados + 14 fechados (9 terra e 5 mar)	0
PAR1 (gás)	Barra Bonita	-	-	2 completados	0
<b>Total</b>	<b>31</b>	<b>3.741</b>	<b>23.555</b>	<b>322</b>	<b>25</b>

**Fonte:** PETROBRÁS. In: SIQUEIRA, Cláudia. Riqueza Pouco Explorada. *Brasil Energia*. Nº 279, Fevereiro de 2004. p. 34. Especial Campos Marginais.

#### **4.6 – Considerações Conclusivas**

Neste Capítulo, analisou-se a formação da indústria brasileira do petróleo e, em especial, o movimento político-histórico que possibilitou a criação da PETROBRÁS e, também, a relevância do monopólio exercido pela estatal brasileira do petróleo na redução da dependência

externa quanto ao suprimento dessa importante fonte energética. A criação da companhia ocorreu devido à fragilidade da economia brasileira quanto à importação do petróleo e à falta de “*vontade*” (a exploração e a produção são atividades de alto risco e exigem um montante elevado de capital) da iniciativa privada em fazer investimento no setor petrolífero nacional.

Mostrou-se também, que a PETROBRÁS teve um papel importante na modernização capitalista brasileira, reduzindo a vulnerabilidade da economia brasileira quanto a importação de petróleo. Adicionalmente, o elevado índice de nacionalização possibilitou uma considerável participação da estatal no total das compras de bens, equipamentos e contratação de serviços ofertados internamente no país. A prioridade dada às empresas nacionais desenvolveu empresas sérias e competitivas que não teriam crescido sem essas condições.

Além disso, procurou-se mostrar que apesar dos constantes conflitos em torno das idéias de intervenção estatal e atuação livre do mercado, a PETROBRÁS, devido à sua característica marcante de autonomia e devido ao monopólio que exercia, pôde se adequar a cada momento histórico e político. O período que acentuou a sua postura de liderança e a sua autonomia foi o ano de 1967, com o Decreto-lei nº 200. O Decreto, inspirado em paradigmas de direito privado, consagrou e realçou a intervenção do Estado na ordem econômica através de empresas criadas com essa finalidade.

A estatal passaria a se adequar à lógica do mercado seguindo os rumos da indústria petrolífera internacional: integração vertical e criação de subsidiárias. Todavia, a criação de subsidiárias acirrou o conflito entre a PETROBRÁS e os grandes oligopólios internacionais que atuavam, anteriormente, nessas atividades. Durante todo o texto a preocupação foi enfatizar a necessidade de manutenção de uma estatal do petróleo fortalecida, principalmente, no caso de guerras, conflitos e crises de oferta.

A partir do final da década de 70, por sua vez, as estatais passaram a ser utilizadas como instrumento de combate à inflação (redução irrealista dos preços das tarifas), além de serem forçadas a recorrer ao crédito externo. De um lado, com as suas tarifas reduzidas, não conseguiam ter um razoável nível de autofinanciamento. E, por outro lado, passavam a utilizar muito mais recursos de terceiros do que podiam. Neste contexto, por sua vez, dada a autonomia e liderança da PETROBRÁS, a companhia não foi tão prejudicada quanto as outras estatais; entretanto, o discurso liberal também atingiu o setor petrolífero como um todo.

As estatais, por sua vez, tiveram o seu quadro econômico e financeiro agravado, possibilitando, assim, aos liberais, iniciar o processo de privatização. A justificativa para a privatização era o aumento da eficiência das empresas, melhoria de qualidade e preços para o consumidor advindos da concorrência e liberar os recursos governamentais para investimentos nas áreas sociais. Contudo, foi somente na década de 90 que o processo de privatização obteve um maior apoio. No caso do petróleo, o primeiro passo foi a privatização de algumas subsidiárias da PETROBRÁS que poderiam ser liquidadas sem que houvesse mudança na Constituição. O segundo passo foi a flexibilização do monopólio exercido pela estatal e a constituição de um Estado Regulador-fiscalizador.

Mesmo neste novo cenário, a atuação da PETROBRÁS tem se mantido coerente com o seu objetivo de obtenção de reservas, redução da vulnerabilidade externa e abastecimento nacional. As estratégias utilizadas por grande parte das empresas nas licitações são as associações com PETROBRÁS devido às barreiras à entrada: 1) altos riscos geológicos; 2) incertezas regulatórias; e 3) incertezas econômicas, políticas e empresariais. A predominância da PETROBRÁS é relativa ao seu conhecimento geológico, sistêmico e empresarial; e ao seu desenvolvimento tecnológico em águas profundas. Assim, tentou-se mostrar que o setor de petróleo está obtendo resultados relevantes dada à importância de sua estatal e, não necessariamente, devido a substituição de Estado Empresário para Estado Regulador.

No Capítulo 3, observou-se que a participação do Estado tem se mostrado importante, principalmente no caso argentino. Todos os Capítulos apresentados até o momento pretendem frisar a importância da atuação do Estado no setor petrolífero dada as características da própria indústria, dada a relevância geopolítica etc. O próximo Capítulo faz uma análise geral do setor na América do Sul e sugere, no caso do *upstream*, a atuação conjunta dos países na homogeneização de suas regras de exploração e produção para que a renda petrolífera mantenha-se internamente e resulte no desenvolvimento econômico e social aspirado por todos desde o início do processo de industrialização.

## **CAPÍTULO 5 – INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA: SOLUÇÃO OU BARREIRA AO CRESCIMENTO REGIONAL?**

### **5.1 – Introdução**

As últimas décadas fragilizaram ainda mais as denominadas economias em desenvolvimento, ao “obrigá-las”, através das medidas do denominado Consenso de Washington, a liberalizar seu comércio, flexibilizar seus monopólios públicos, privatizar suas estatais estratégicas, dentre outras. No caso do setor petrolífero, em especial, avaliou-se, durante os Capítulos 3 e 4, as reestruturações ocorridas na década de 90 e os seus impactos nas economias dos países selecionados, observando-se, em alguns casos, a fragilidade do modelo salientada com as crises de energia na Argentina, no Brasil, na Colômbia etc. Com o objetivo de mitigar e/ou amenizar os problemas advindos da utilização desmedida de políticas neoliberais, no Capítulo 5, propõe-se a integração energética dos países sul-americanos como uma estratégia dos governos para o fortalecimento da região, retomando-se, assim, a idéia de modelo de desenvolvimento regional abarcada pela CEPAL nas décadas de 50-70.

A idéia de integração e fortalecimento regional deve ser (re)criada a partir de novos conceitos que permitam a ação de um Estado fortalecido na condução de um desenvolvimento sustentável e, conseqüentemente, mediante um adequado planejamento determinativo. Para tanto, os temas centrais que cercam a idéia de integração regional devem se afastar, em absoluto, do modelo neoliberal estabelecido na América do Sul na década de 90 e no início do Século XXI. Por exemplo, em vez de dar ênfase ao processo de globalização e a idéia da necessidade de adaptar-se a ela a qualquer custo, deve-se enfatizar a mundialização e o regionalismo, levando-se em consideração que processos mundiais requerem organismos internacionais imparciais de controle e fiscalização. O Estado voltaria a ser um importante agente condutor do desenvolvimento, com o retorno da importância do conceito de cidadania em vez de cidadão-cliente. Em especial, a justificativa maior da integração não deveria ser o aumento da competição e, sim, da cooperação e da coordenação, ampliando os pontos fortes das economias regionais e reduzindo as suas necessidades relativas aos demais países mundiais. A condução do processo de integração, neste sentido, pode ser considerada uma estratégia de inserção do sub-continente na ordem mundial, relativizando a soberania de cada Estado nacional em prol de um fortalecimento do Megaestado formado pelos países membros.

A integração Sul-Sul deve ser preferida à integração Norte-Sul protagonizada pelo Banco Mundial e exemplificada pela idéia da ALCA (Área de Livre Comércio para as Américas). A idéia de integração sugerida por este capítulo é a de inserção autônoma e soberana dos países sul-americanos, através de sua cooperação. O resultando final da integração seria o fortalecimento de todos, ou seja, todos os Estados nacionais e soberanos ganhariam com a nova construção do Megaestado da América do Sul. No caso do setor petrolífero, a consolidação de acordos entre países e empresas, a formação de Megaempresas regionais como a Petrosur e a Petroamérica, objetivando manter o máximo possível das rendas petrolíferas na região e, também, mantendo estoques estratégicos em caso de crises mundiais; ou seja, é um retorno da idéia de estratégia.

O Capítulo 5 será dividido em três itens, mais esta introdução e uma conclusão acerca do tema. O segundo item apresenta uma crítica ao conceito de globalização que formaliza a idéia da igualdade dos desiguais, mediante a apresentação de dados macroeconômicos fundamentais para a análise do desenvolvimento econômico da região e das possibilidades futuras de manutenção desse crescimento, a saber: PIB, desemprego, investimento externo direto (IED) etc. Apresentar-se-á, também, a integração regional como uma opção de fortalecimento dos países sul-americanos e, assim, aumento de seu poder de barganha frente aos demais países. A integração será apresentada, também, a partir de dois pontos de vista: a Visão do Norte e a Visão do Sul.

No terceiro item, mostrar-se-á que a cooperação e complementaridade entre os países sul-americanos pode torná-los auto-suficientes em quase todas as suas necessidades. Entretanto, será mostrado que há, ainda hoje, pouca integração econômica entre estes países, com exceção do Mercosul, cujos dados de integração são muito inferiores às possibilidades conceituais. Por fim, serão apresentados os principais exemplos de integração do setor de petróleo na América do Sul. O quarto item apresenta, como exemplo da vontade política dos países sul-americanos quanto à integração energética e do que já foi realmente realizado, os acordos firmados entre o Brasil e a Venezuela. O último item tratará das conclusões do Capítulo.

## **5.2 – Desmistificando os Novos Conceitos do Mundo Globalizado: as Visões do Norte e do Sul**

### **5.2.1 – O Ajuste e as Reformas Estruturais da Década de 1990: os Resultados de uma Política Neoliberal Desmedida**

Os anos 90 representaram um período de reformas macroeconômicas e setoriais na periferia, uma vez que as reestruturações dos países centrais já vinham ocorrendo, de forma incompleta, desde os anos 70. Os países devedores deveriam se ajustar a partir de políticas neoliberais que consistiam, dentre outros pontos, na redução do papel do Estado, privatizações, desregulamentações, flexibilizações de monopólios públicos e abertura comercial. O discurso ideológico utilizado era a necessidade da periferia modernizar-se para, assim, ter condições de acompanhar o bonde da história e inserir-se no processo de globalização. Segundo CANO (2000), “... o imperialismo voltava a atuar de forma mais dura, travestido de nova ‘modernidade’”... “A ‘inevitabilidade’ dessa globalização constituiu, assim, um (falso) lastro político com que muitos governos e elites periféricas aceitaram as novas regras do jogo.”<sup>1</sup>

A expressão globalização possui um uso generalizado e pouco cuidado na comunicação escrita e falada e, em especial, na academia. Caso seja vista como uma internacionalização das atividades econômicas (financeiras, comerciais e produtivas), não poderia ser entendido como um conceito novo, uma vez que a constituição do comércio internacional em bases mais amplas é do Século XVI e a internacionalização financeira é do século XIX. Com relação a globalização produtiva, a imposição das reformas neoliberais acima citadas foram muito importantes para o fortalecimento do poderio das empresas transnacionais. Para se ter uma idéia, as políticas industriais dos países foram sendo gradualmente substituídas pelas decisões comerciais, produtivas e financeiras de tais empresas. A reestruturação da periferia abarca a compra de ativos nacionais (privatizações e/ou fusões e aquisições), desnacionalizando a economia – caso do setor energético da América do Sul.

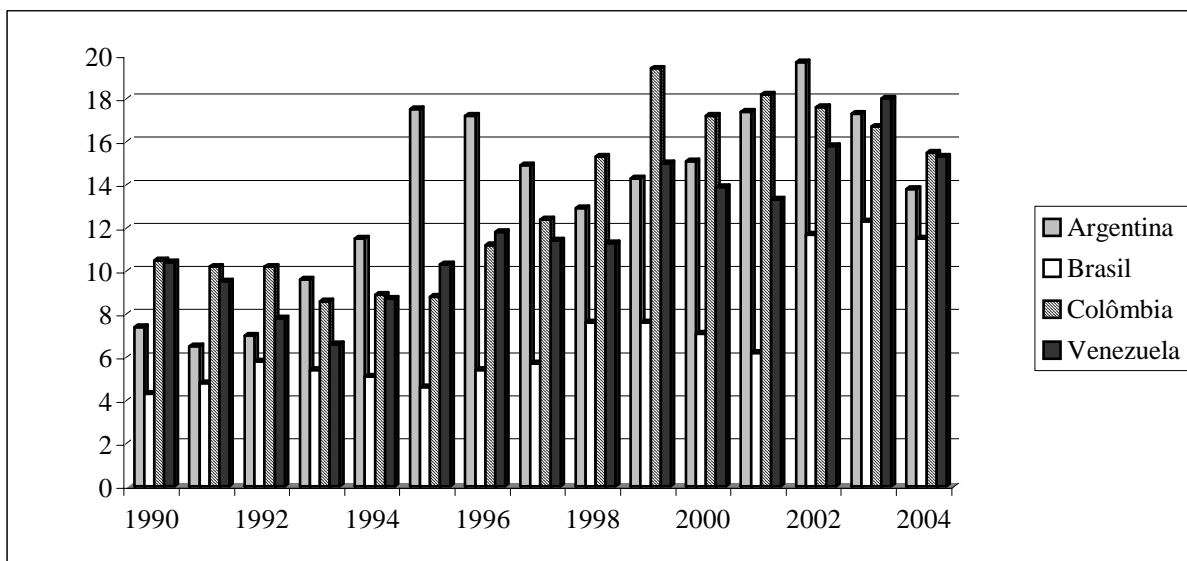
A reestruturação causa problemas sérios de obsolescência forçada de equipamentos, desemprego de trabalho qualificado ou não, precarização de contratos de trabalho, grande substituição de insumos nacionais por importados, enorme redução do número de pequenos e médios fornecedores e prestadores de serviços etc.. Com relação a taxa de desemprego urbano,

---

<sup>1</sup> CANO, Wilson. *Soberania e Política Econômica na América Latina*. São Paulo: Editora UNESP, 2000. p. 37.

vê-se um valor percentual muito alto, sendo que em alguns momentos tem-se um valor próximo a 20% nos países selecionados, a saber: Argentina, Brasil, Colômbia e Venezuela. (Gráfico 28).

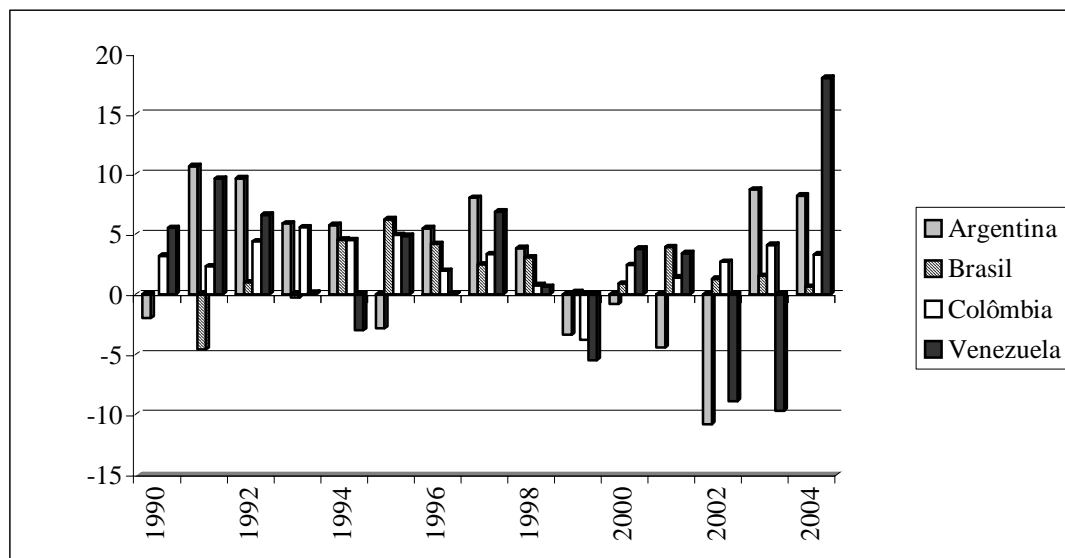
**Gráfico 28 - América do Sul, Países Selecionados: Taxa de Desemprego Urbano (%)**



Fonte: ALADI. In: [www.aladi.org](http://www.aladi.org).

Observa-se, também, que o crescimento do PIB da América Latina e Caribe foi parco e inadequado, chegando até mesmo a apresentar taxas negativas de crescimento em alguns anos. O Gráfico 29 apresenta a taxa de crescimento do PIB total dos países estudados nesta tese de doutorado. No entanto, observa-se que os demais países da região também sofreram com políticas fiscais e monetárias restritivas a partir da década de 1980. Além disso, praticamente todas as políticas dos governos da América do Sul estavam centradas na estabilização monetária, ou seja, eram políticas restritivas. Assim, não é de se admirar os 25 anos de recessão e praticamente sem crescimento das economias analisadas. A promessa de estabilidade monetária e crescimento sustentável não foram atingidas, fazendo com que a máscara das idéias do Consenso de Washington caísse e, conseqüentemente, as políticas fossem repensadas. As mudanças ocorridas nas indústrias petrolíferas dos países estudados apresentam adequadamente a idéia de retorno da presença do Estado na economia.

**Gráfico 29 – América do Sul, Países Seleccionados:  
Taxa de Crescimento do PIB Total (%)**



Fonte: ALADI. In: [www.aladi.org](http://www.aladi.org).

**Quadro 63 - América do Sul, Países Seleccionados: Taxa de Inflação (%)**

Ano	Argentina	Brasil	Colômbia	Venezuela
1990	1344	1585	32	37
1991	84	475,1	26,8	31
1992	17,6	1149,1	25,1	31,9
1993	7,4	2489,1	22,6	45,9
1994	3,9	929,3	22,6	70,8
1995	1,6	22	19,5	56,6
1996	0,1	9,1	21,6	103,2
1997	0,3	4,3	17,7	37,6
1998	0,7	2,5	16,7	29,9
1999	-1,8	8,4	9,2	20
2000	-0,7	5,3	8,8	13,4
2001	-1,5	7,7	7,6	12,3
2002	41	12,5	7	31,2
2003	3,7	9,3	6,5	27,1
2004	5,4	7,2	5,8	19,5

Fonte: ALADI. In: [www.aladi.org](http://www.aladi.org).

O IED (Investimento Externo Direto) que apresentou em 1999 um pico de US\$ 80150 milhões, cai assustadoramente em 2003/2004 – em 2003 foi US\$ 29.499 milhões e em



2004 foi US\$ 39.474 milhões (cifra preliminar)<sup>2</sup>. O Quadro 64 mostra o IED nos países da América Latina e Caribe de 1995 a 2004.

**Quadro 64 – América Latina e Caribe: Investimento Externo Direto Líquido<sup>a, b</sup>**  
(Milhões de Dólares)

Ano	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004 <sup>c</sup>
<b>América Latina e Caribe</b>	26180	40746	58745	64694	80150	69939	66111	40287	29499	39474
Argentina <sup>d</sup>	4112	5348	5507	4965	22257	9517	2005	1413	-296	1800
Bolívia	391	472	728	947	1008	734	660	674	195	134
Brasil	3475	11667	18608	29192	26886	30498	24715	14108	9894	7100
Chile	2205	3681	3809	3144	6203	873	2590	1594	1587	7161
Colômbia	712	2784	4753	2033	1392	2069	2493	1258	837	2240
Costa Rica	331	421	404	608	614	404	445	628	550	585
Equador	452	500	724	870	648	720	1330	1275	1555	1200
El Salvador <sup>e</sup>	38	-7	59	1103	162	178	289	496	68	370
Guatemala	75	77	84	673	155	230	456	111	116	125
Haiti	7	4	4	11	30	13	4	6	11	6
Honduras	50	91	122	99	237	282	193	176	198	195
Jamaica	81	90	147	287	429	394	525	407	...	...
México <sup>f</sup>	9526	9186	12831	11897	13055	16075	23147	14216	9463	13500
Nicarágua	89	120	203	218	337	267	150	204	201	261
Panamá	223	416	1299	1203	864	700	405	78	792	467
Paraguai	98	144	230	336	89	113	79	11	85	80
Peru	2549	3488	2054	1582	1812	810	1070	2156	1317	1332
República Dominicana	414	97	421	700	1338	953	1079	917	310	463
Trinidad y Tabago	299	355	999	730	379	654	685	684	1009	1626
Uruguai	157	137	113	155	235	274	314	121	271	230
Venezuela	894	1676	5645	3942	2018	4180	3479	-244	1338	600

**Notas:** (a) corresponde ao investimento direto na economia declarado, deduzido o investimento direto de residentes dessa economia no exterior (ambos sem considerar os desinvestimentos). Inclui reinvestimento de utilidades; (b) conforme a quinta edição do Manual de Balança de Pagamentos do FMI, todas as transações entre empresas não financeiras de investimento direto e suas empresas matrizes e afiliadas são incluídas como investimento direto; (c) cifras preliminares; (d) esta parte para 1999 inclui o valor do investimento da Repsol na YPF. Parte deste montante corresponde à compra de ações da empresa em poder de não residentes. O valor destas últimas dá origem na balança de pagamentos a um débito na parte de investimentos de carteira; (e) a contar de 1998 as cifras não são comparáveis, dado que até 1997 não existia registro oficial; e (f) no ano de 2001, inclui o valor do investimento do Citigroup em Banamex, em 2004, inclui o investimento no Bancomer.

**Fonte:** CEPAL. *Balance Preliminar de las Economías de América Latina y el Caribe – 2003-2004*. Santiago (Chile): CEPAL, 2005.

No caso do IED, em especial, observa-se mais nitidamente a falsa idéia de que a globalização, no caso de serem respeitadas as medidas econômicas formuladas pelas instituições mundiais de crédito (FMI, Banco Mundial etc.), faria com que os países da periferia se

<sup>2</sup> CEPAL. *Balance Preliminar de las Economías de América Latina y el Caribe – 2003-2004*. Santiago (Chile): CEPAL, 2005.

modernizassem, obtivessem maiores volumes de investimentos externos diretos e, assim, tivessem a oportunidade de participar de forma adequada no comércio mundial. Entretanto, o que observou-se foi a progressiva redução da participação dos países em desenvolvimento na disponibilidade mundial do IED e o fortalecimento dos três pólos da tríade (Estados Unidos, União Européia e Japão) (Figura 8).

Adicionalmente, segundo CHESNAIS (1996), a pequena participação dos países em desenvolvimento na recepção dos investimentos externos diretos foi direcionada, em grande parte, a sete países do Sudeste Asiático (incluindo a China) e três da América Latina; ou seja, os demais países em desenvolvimento ficaram à margem de todo o processo. O Quadro 65 mostra o processo de concentração e marginalização do capital, sendo que tal análise pode ser estendida à obtenção de tecnologia, pois a maior parte dos países mundiais encontram-se excluídos dos acordos de cooperação tecnológica entre as companhias e, também, as vias tradicionais de transferência de tecnologia foram esgotadas.

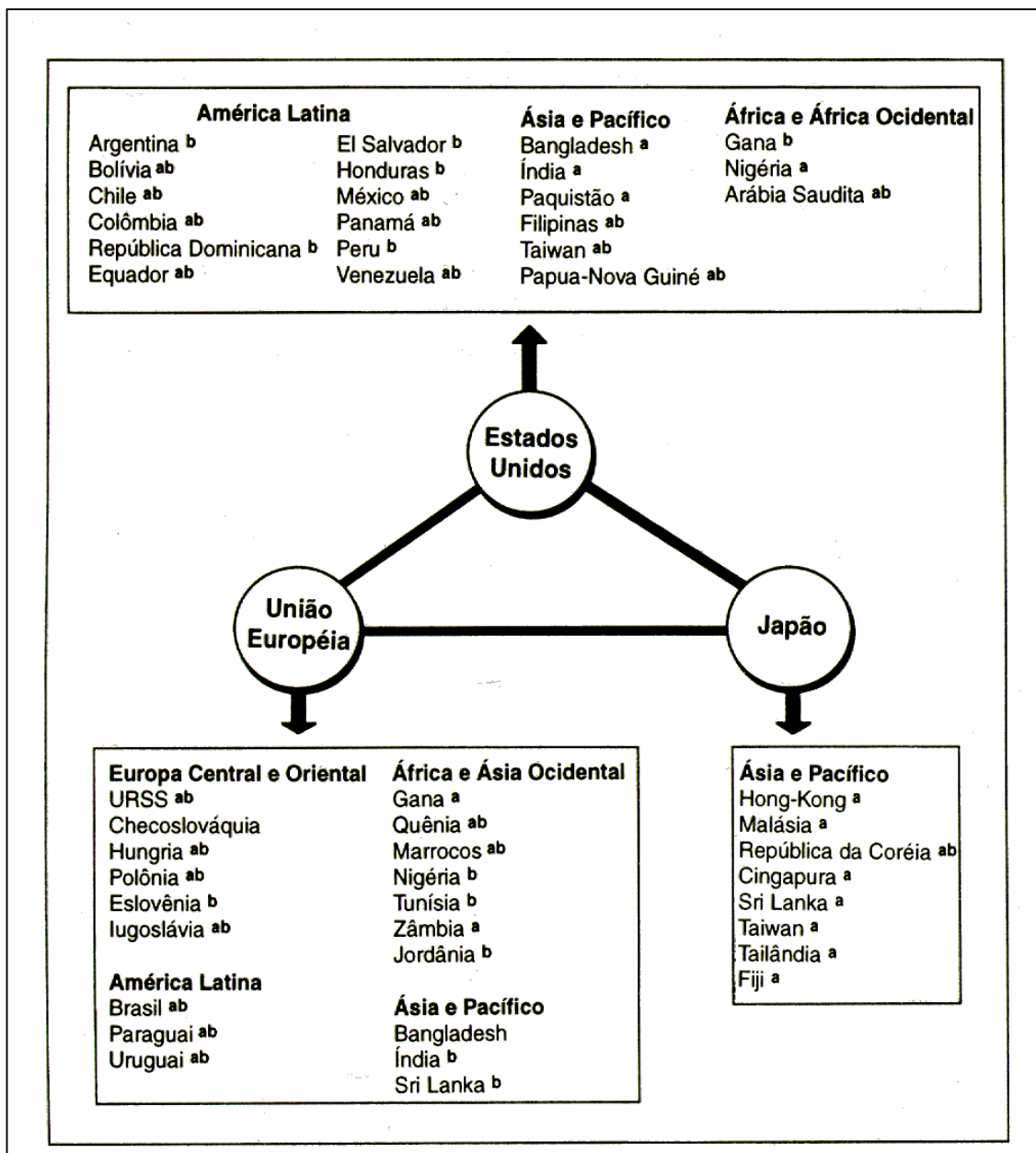
**Quadro 65 – Países Receptores dos Investimentos Diretos Mundiais**

Ano	Países Industrializados	Países em Desenvolvimento	Valor total em US\$ Bilhões
1967	69,4	30,6	105,5
1973	73,9	26,1	208,1
1980	78,0	22,0	504,5
1989	80,8	19,2	1402,9

**Fonte:** Departamento de Comércio dos Estados Unidos, Serviço de Análise Econômica. In: CHESNAIS, François. *A Mundialização do Capital*. São Paulo: Xamã, 1996.

Vários pontos críticos podem ser salientados neste tipo de política, a saber: 1) a problemática da constante necessidade de captação de capitais de curtíssimo prazo (capitais especulativos), tornando as economias cada vez mais instáveis e reduzindo a eficácia das políticas macroeconômicas; 2) os investimentos diretos são alocados de acordo com o interesse das empresas transnacionais, interferindo na concentração regional; 3) os investimentos diretos subordinam, grande parte das vezes, os investimentos públicos, em especial, os alocados no setor de infra-estrutura; 4) para que as empresas transnacionais se instalem em um país são necessários um conjunto de incentivos tributários, financeiros e infra-estruturais, sendo que estes incentivos muitas vezes superam o próprio montante do investimento inicial; e 5) os efeitos negativos da

reestruturação sobre o comércio exterior (aumentando importações), na produção (desestruturando segmentos produtivos) e no emprego (aumentando o nível de desemprego).<sup>3</sup>



**Figura 8 – Investimentos Externos Diretos (IED) dos Países da Tríade (EUA, Japão e União Européia)**

**Notas:** a – Em termos de fluxo médio de IED, 1988-1990.

b - Em termos de estoque de IED interno, 1990.

**Fonte:** UNCTNC. In: CHESNAIS, François. *A Mundialização do Capital*. São Paulo: Xamã, 1996.

<sup>3</sup> CANO (2000), op. cit..

### 5.2.2 – Repensando a Globalização

A idéia da globalização, ainda não totalmente formalizada, foi traduzida por IANNI (1999) nos dois primeiros parágrafos de seu livro *Teorias da Globalização* de forma singular, identificando os principais pontos de diferença com as idéias de mercantilismo, colonialismo, imperialismo, independência e interdependência.

*“A descoberta de que a terra se tornou mundo, de que o globo não é mais uma figura astronômica, e sim o território no qual todos encontram-se relacionados e atrelados, diferenciados e antagônicos – essa descoberta surpreende, encanta e atemoriza. Trata-se de uma ruptura drástica nos modos de ser, sentir, agir, pensar e fabular. Um evento heurístico de amplas proporções, abalando não só as convicções, mas também as visões do mundo.*

*Ocorre que o globo não é mais exclusivamente um conglomerado de nações, sociedades nacionais, Estados-nações, em suas relações de interdependência, dependência, colonialismo, imperialismo, bilateralismo, multilateralismo. Ao mesmo tempo, o centro do mundo não é mais voltado só ao indivíduo, tomado singular e coletivamente como povo, classe, grupo, maioria, opinião pública. Ainda que a nação e o indivíduo continuem a ser reais, inquestionáveis e presentes todo o tempo, em todo lugar, povoando a reflexão e a imaginação, ainda assim já não são ‘hegemônicos’. Foram subsumidos, real ou formalmente, pela sociedade global, pelas configurações e movimentos da globalização. A Terra mundializou-se de tal maneira que o globo deixou de ser uma figura astronômica para adquirir mais plenamente sua significação histórica.”<sup>4</sup>*

A bagagem ideológica embutida no conceito de globalização pode ser analisada a partir das metáforas, expressões descritivas e interpretativas que são utilizadas nas referências bibliográficas referentes ao tema, a saber: “economia-mundo”, “sistema-mundo”, “shopping-center global”, “Disneylândia global”, “nova visão internacional do trabalho”, “moeda global”, “cidade global”, “capitalismo global”, “mundo sem fronteiras”, “tecnocosmo”, “planeta Terra”, “desterritorialização”, “miniaturização”, “hegemonia global”, “fim da geopolítica”, “fim da história” etc.<sup>5</sup>

<sup>4</sup> IANNI, Octavio. *Teorias da Globalização*. 5ª Ed. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 1999. p. 13.

<sup>5</sup> Idem.

O adjetivo “global” surgiu nos primeiros anos da década de 80 nas escolas norte-americanas de administração, popularizando-se através de livros e artigos do japonês K. Ohmae e do norte-americano M.E. Porter. O auge da utilização da idéia de globalização adveio dos meios de comunicação que tratavam de assuntos econômicos e financeiros e, logo em seguida, o termo globalização foi absorvido pelo discurso político neoliberal. As grandes empresas multinacionais, famintas por lucros extraordinários, utilizam tal conceito para atuarem em diversos países com o menor controle possível por parte dos governos soberanos, dadas à liberalização e à desregulamentação provenientes do discurso do mundo “sem fronteiras” e das grandes empresas “sem nacionalidade”. Observa-se que os termos e conceitos do mundo globalizado não são neutros e, sim, cheios de conotação (utilizados, segundo CHESNAIS (1996), de forma consciente para manipular o imaginário social e pesar nos debates políticos) e vagos (utilizados no sentido mais conveniente a quem o está empregando, dando-lhes o conteúdo ideológico que for necessário e desejado de acordo com o momento).

O conceito de “mundialização” teve dificuldades para se impor porque, dentre outros motivos, é um termo que possui um pouco mais de nitidez conceitual, quando comparado aos termos “global” e “globalização”. De acordo com CHESNAIS (1996),

*“A palavra ‘mundial’ permite introduzir, com muito mais força do que o termo ‘global’, a idéia de que, se a economia se mundializou, seria importante construir depressa instituições políticas mundiais capazes de dominar o seu movimento. Ora, isso é o que as forças que atualmente regem os destinos do mundo não querem de jeito nenhum. Entre os países do Grupo dos Sete – EUA, Canadá, Japão, França, Alemanha, Reino Unido e Itália -, os mais fortes julgam ainda poder cavalgar vantajosamente as forças econômicas e financeiras que a liberalização desencadeou, enquanto os demais estão paralisados ao tomarem consciência, por um lado, de sua perda de importância e, por outro, do caminho que vão ter que percorrer para ‘adaptar-se’. Os grandes grupos industriais ou operadores financeiros internacionais, que acabam de recuperar uma liberdade de ação que não conheciam desde 1929, ou talvez mesmo desde o século XIX, estão ainda menos dispostos a ouvir falar de políticas mundiais coercitivas.”<sup>6</sup>*

A globalização dos mercados, além dos aspectos acima questionados, aumentou o grau de instabilidade e incerteza das ações dos Estados nacionais, que não possuem mais o poder

---

<sup>6</sup> CHESNAIS, François. *A Mundialização do Capital*. São Paulo: Xamã, 1996. p. 24.

de conduzir suas políticas macroeconômicas em prol do seu desenvolvimento econômico. A formação de blocos regionais e o aprofundamento da integração entre eles possibilitam, através da idéia de Megaestado, uma maior inserção dos países na denominada economia global. No entanto, deve-se levar em consideração que a integração pode ser vista sob duas óticas: a Visão do Sul e a Visão do Norte, cada qual imbuída de suas respectivas ideologias.

### **5.2.3 – Integração da América Latina: As Visões do Sul e do Norte**

As tentativas de integração política dos países latino-americanos já estavam presentes no pensamento de seus líderes desde o Século XIX. O Congresso do Panamá, que foi convocado por Simon Bolívar no ano de 1826, foi a mais notável tentativa de integração. Bolívar, neste momento, apresentou idéias que inspirariam as iniciativas mexicanas entre 1830 e 1840, o Congresso Americano de Lima (1847), o Congresso Continental de Santiago (1856) dentre outros movimentos.<sup>7</sup> Os principais aspectos em comum nestes movimentos eram o desejo de estabelecer uma forma de ligação política (confederação) entre os participantes, objetivando enfrentar em conjunto as ameaças externas; a não incorporação da idéia de integração econômica, que, no entanto, poderia ocorrer com a integração política; e a restrição das iniciativas a alguns países.

Desde o início da discussão da integração como um processo, foram desenvolvidas duas visões distintas: a Visão do Sul e a Visão do Norte, ambas completamente imbuídas de ideologia.

#### **5.2.3.1 – A CEPAL e a Visão do Sul<sup>8</sup>**

A idéia de integração regional sempre esteve presente no pensamento cepalino, o que pode ser confirmado em sua publicação *Estudio Económico de América Latina 1949*. Com o objetivo de estimular a integração econômica entre os países latino-americanos foi criado em 1956, pelo Comitê de Comércio da CEPAL, um Grupo de Trabalho do Mercado Regional Latino-americano. Observa-se, no relatório *Bases para un Posible Acuerdo Constitutivo del Mercado*

---

<sup>7</sup> As idéias de Simon Bolívar, conhecidas como “bolivarianismo”, foram resgatadas, anos mais tarde, para justificar as iniciativas latino-americanas de integração e o pan-americanismo. SIMÕES, Antonio José Ferreira. *A ALCA no Limiar do Século XXI: Brasil e EUA na Negociação Comercial Hemisférica*. Buenos Aires (Argentina): INTAL-ITD-STA. Documento de Trabalho 9, Maio de 2002.

<sup>8</sup> Idem.

*Común Latinoamericano*, que o objetivo central era mais do que a formação de uma zona de livre comércio, prevendo a criação de um mercado comum.

No final dos anos 50, o então presidente do Brasil, Juscelino Kubitschek, dado os problemas da região, sugeriu um engajamento dos Estados Unidos, em especial, no fornecimento de ajuda ao desenvolvimento mediante um “Plano Marshall para a América Latina”. Adicionalmente, o Brasil articulava a formação de uma zona de livre comércio (ZLC) do Cone Sul com o Brasil, Argentina, Uruguai e Chile, idéia anterior ao MERCOSUL. O projeto brasileiro da ZLC e a iniciativa do Grupo de Trabalho da CEPAL, após muita discussão, formou a ALALC.

Dois problemas principais são salientados por SIMÕES (2002), a saber: 1) diferente da relativa homogeneidade dos países que formariam a ZLC, os países membros da ALALC apresentavam estruturas econômicas muito distintas com diversos graus de desenvolvimento, gerando sérias tensões internas; e 2) a ALALC não representava um projeto nacional para os seus países membros, mas sim um simples instrumento de apoio ao processo de substituição de importações.<sup>9</sup> Além disso, a divisão entre países com regimes democráticos e um crescente número de regimes militares limitariam ainda mais o seu processo.

Com os problemas da ALALC e a proximidade do final do processo de transição para a zona de livre comércio, os governos dos países membros foram obrigados a retomarem o processo de negociação, assinando, em 1980, o Tratado de Montevideu e criando, assim, a Associação Latino-americana de Integração (ALADI).

### **5.2.3.2 – Os EUA e a Visão do Norte**

Os Estados Unidos no final do Século XIX já apresentavam um processo de industrialização muito elevado para o continente, mas ainda não comparado com o da Inglaterra. Neste momento, com o objetivo de favorecer a consolidação de seu parque industrial, foram erguidas fortes barreiras às importações de produtos industrializados. Além disso, observou-se que a indústria precisava de novos mercados para obter ganhos de escala e, neste ínterim, a América Latina poderia ser tal mercado. A política norte-americana de aproximação com a região tinha os objetivos de aumentar o comércio e promover a solução pacífica entre os conflitos dos

---

<sup>9</sup> Idem.

Estados americanos. Tal idéia, porém, não foi levada adiante, pois os movimentos protecionistas norte-americanos eram muito fortalecidos.

Anos depois, em 1888, o Congresso norte-americano autorizou o presidente dos Estados Unidos a convidar para a Primeira Conferência Inter-americana<sup>10</sup>, cujo primeiro ponto da proposta de agenda era estabelecer medidas tendentes a preservar a paz e promover a prosperidade dos Estados americanos. Dentre os objetivos citados na proposta de agenda da Conferência encontram-se, a saber: 1) a necessidade de estabelecer comunicações marítimas freqüentes entre os portos da América; 2) a criação de um sistema uniforme de procedimentos aduaneiros; e 3) a adoção de um sistema uniforme de medidas e de leis. Cabe ressaltar que, todos estes pontos foram citados novamente nas idéias de negociação da ALCA.

A proposta de união aduaneira foi rejeitada e, além disso, não foi assinado um tratado sobre arbitragem e demais pontos incluídos na agenda da reunião. Na área institucional, por sua vez, foi criada uma associação (União Internacional das Repúblicas Americanas) com o objetivo de recolher e distribuir informações comerciais. Outras conferências foram convocadas, entretanto, por vários anos, a idéia principal não estava baseada na área comercial.

A política de boa vizinhança dos Estados Unidos foi promovida na Sétima Conferência Inter-americana dado o cenário de instabilidade internacional. Os norte-americanos, com o ressurgimento dos regimes fascistas e a ameaça de guerra na Europa, queriam manter os vizinhos do seu lado. Na Conferência os latino-americanos fortaleceram a tese de liberalização tarifária, pois supunha-se que as altas tarifas praticadas pelos Estados Unidos, como proteção ao seu mercado interno, eram os grandes inibidores do comércio internacional. Observa-se, no entanto, que neste momento a industrialização norte-americana já encontra-se bem solidificada. A proposta dos Estados Unidos, com algumas modificações, foi aprovada por unanimidade. Os dois documentos relacionados com a temática tarifas foram: 1) “Vantagens Comerciais entre Estados Vizinhos”, que propunha aos governos da região analisar a fórmula contratual que forneceria a concessão de vantagens comerciais exclusivas a países contíguos e vizinhos; e 2) “Tratados

---

<sup>10</sup> “A Conferência foi devotada principalmente a temas econômicos, como ilustra a lista dos comitês: Executivo; União Aduaneira; Comunicações no Atlântico; Comunicações no Pacífico; Comunicações no Golfo do México e no Caribe; Comunicações Ferroviárias; Procedimentos Aduaneiros; Direitos Portuários; Regulamentos Sanitários; Patentes e Marcas; Pesos e Medidas; Extradicação; Convenção Monetária; Sistema Bancário; Direito Internacional; Bem-estar Geral; e Regras e Procedimentos. Dos dezesseis comitês, doze lidavam com questões econômicas desde regras de comércio até comunicações e, mesmo, o estabelecimento de uma moeda comum. O principal Comitê era o da união aduaneira, que pretendia estabelecer projeto mais ambicioso do que a ALCA.” Idem.



Multilaterais de Comércio”, que propunha a vigência da cláusula da nação mais favorecida, mesmo em acordos bilaterais.

Em Bogotá no ano de 1948, na Nona Conferência Inter-americana, encontrava-se, novamente em discussão, a criação do que foi chamado na Primeira Conferência de “reciprocidade absoluta”, com a defesa da idéia de liberalização comercial hemisférica. A política comercial dos Estados Unidos era, claramente, a crescente abertura comercial e a criação de um sistema multilateral de crédito. Seu objetivo no pós-Segunda Guerra era criar um sistema o mais aberto possível, cuja cláusula de nação mais favorecida tivesse o menor número de exceções possíveis. Neste momento, a nação norte-americana encontrava-se fortalecida por ter saído da Segunda Guerra Mundial como a maior e mais competitiva nação do mundo. A grande devastação da Europa e do Japão possibilitaram a hegemonia da economia norte-americana.

Com relação à América Latina, os Estados Unidos apresentavam duas preocupações principais relacionadas à área comercial, que deram origem aos dois principais objetivos econômicos norte-americanos, quais sejam: 1) assegurar a mais efetiva penetração de seus produtos no comércio do continente americano mediante a cláusula da nação mais favorecida; e 2) assegurar adequada proteção aos investimentos norte-americanos na região. Para a execução dos dois objetivos, pretendia-se montar um mecanismo bilateral ou regional, uma vez que vários países não participavam do GATT (Acordo Geral de Tarifas e Comércio). Por vários problemas, dentre eles o estabelecimento de uma negociação comercial, o Acordo Econômico de Bogotá nunca foi ratificado pelo Brasil, pelos Estados Unidos e pela maioria dos seus signatários.

*“No Acordo, estavam assentadas as bases para o estabelecimento de uma negociação comercial que, caso houvesse sido incluído o capítulo IV-A, poderia ter evoluído para a discussão de uma área de livre comércio hemisférica, muito antes do que se poderia imaginar. Vários elementos sugeridos para inclusão na futura ALCA são encontrados no Acordo Econômico de Bogotá: liberalização tarifária; regras para os investimentos; capítulo sobre solução de controvérsias; regras sobre serviços (transportes marítimos). A evolução entre o que foi discutido em Bogotá e a constituição de uma área de livre comércio dependeria de muitas condições, a começar pela vontade política norte-americana. A proposta de retirada, pelos próprios EUA, do capítulo IV-A demonstrava a prevalecência da ambigüidade no posicionamento daquele país quanto a iniciativas comerciais hemisféricas, o que seria recorrente no futuro.”<sup>11</sup>*

---

<sup>11</sup> Idem. p. 18.

O objetivo norte-americano era, naquele momento, o funcionamento de um sistema multilateral de comércio mediante o GATT e não as iniciativas regionais de integração. Para a América Latina, o que se propunha era, basicamente, assegurar a estabilidade nos preços das matérias-primas e criar garantias aos seus investidores. Segundo SIMÕES (2002),

*“O Acordo Econômico de Bogotá poderia ter sido o ponto de partida para maior vinculação comercial entre os EUA e a América Latina. Isso não ocorreu e, na verdade, Bogotá tornou-se um importante ponto de inflexão no final da ‘fase heróica’ do regionalismo econômico hemisférico, a partir do qual em termos de iniciativas comerciais hemisféricas, os EUA e a América Latina seguiram rotas distintas. Os EUA, entusiasmados pelo multilateralismo comercial, investiram suas energias nas rodadas que levaram ao fortalecimento e à expansão do GATT. Os latino-americanos, conscientes de que não havia muito o que esperar dos EUA em termos de ajuda econômica ou de vantagens comerciais, passariam a desenvolver, amparados pelas idéias da CEPAL, um projeto próprio de desenvolvimento e integração...” “Seria necessário esperar mais de quarenta anos para que fossem reunidas novas condições para o relançamento efetivo de um projeto comercial hemisférico. Os paradigmas político e econômico gerados a partir de meados dos anos 80 viriam a inaugurar a fase pragmática do regionalismo econômico hemisférico e criariam condições, num primeiro momento, para o advento do MERCOSUL, do NAFTA e da Iniciativa para as Américas e, num segundo momento, para a própria ALCA.”<sup>12</sup>*

Com a queda do Muro de Berlim e fragmentação da antiga URSS, a lógica da Guerra Fria é rompida, qual seja: o regionalismo econômico do Sul não poderia ser misturado ao do Norte, e do Leste com o Oeste. Neste momento, a agenda econômica internacional, anteriormente marcada pela idéia de conflitos de classes entre o Sul e o Norte, passa a orientar-se pela idéia agregadora das teorias liberais do denominado “Consenso de Washington”: abertura comercial e financeira; flexibilização de monopólios; privatizações do setor estatal etc. Por sua vez, as teorias liberais produzem ações em três diferentes níveis: nacional, regional e multilateral. No caso do aspecto nacional, tais teorias são manifestadas nos programas de liberalização unilateral promovidos na América Latina. Com relação ao continente americano, salientam-se, no nível

---

<sup>12</sup> Idem. p. 19.

regional, a formação do Mercosul, do Nafta dentre outros. Por fim, no campo multilateral, a Rodada Uruguaí que criou a Organização Mundial do Comércio (OMC).

Para o Brasil, o objetivo maior com a integração da América do Sul é aumentar sua própria autonomia e de toda a região, solidificando a ação da mesma na cena internacional e fornecendo elementos para consolidar o processo de desenvolvimento regional. Seria a denominada “autonomia pela integração”, expressão cunhada pelo Changelier Lampreia em Aula Magna no Instituto Rio Branco no ano de 1998. A consolidação do Mercosul e sua ampliação e o aprofundamento de relações com a América do Sul, inclusive o estabelecimento de uma zona de livre comércio entre o Mercosul e a Comunidade Andina, encontram respaldo na idéia do Brasil de reforçar-se na sua sub-região, para depois buscar o entendimento com as demais economias mundiais.

### **5.3 – Opção para os Países em Desenvolvimento: Integração Energética Regional**

#### **5.3.1 – Os Acordos de Integração Regional: o Caso do Mercosul**

Os Acordos de Integração Regional são firmados a alguns séculos, a exemplo da união alfandegária entre as províncias francesas proposta em 1664 e dos impérios coloniais, baseados em medidas e regras que garantiam o comércio preferencial. A formação de blocos no pós-Segunda Guerra Mundial representou a possibilidade de reforçar os laços coloniais ou reconstruir a Europa, tais como o Benelux (1947), Comunidade Européia do Carvão e do Aço (1951), Comunidade Econômica Européia (1957). Com o sucesso da idéia de formação de blocos econômicos, os países em desenvolvimento passariam a formalizar Acordos de Integração Regional, baseados no modelo de substituição de importações mediante altos graus de protecionismo e intervencionismo estatal.<sup>13</sup> Cabe frisar que, o modelo de substituição de importações implementado na América Latina foi o responsável pelo processo de industrialização regional, em especial, no Brasil e no México – últimos representantes deste modelo de desenvolvimento na América Latina.

---

<sup>13</sup> VILAS BOAS, Marina Vieira. *Integração Gasífera no Cone Sul: Uma Análise das Motivações dos Diferentes Agentes Envolvidos*. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, Março de 2004 (Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético).

Durante a década de 90, os acordos de integração regional tornaram-se ainda mais fundamentais. Os objetivos principais de tais acordos eram e ainda são a redução de barreiras comerciais e o fortalecimento do bloco mediante a atuação em conjunto, aumentando o seu poder de barganha no mercado internacional. De acordo com OLIVEIRA & ALVEAL CONTRERAS (1991), citados por VILAS BOAS (2004), espera-se, com a integração, que haja redução dos custos associada a ganhos de escala; aumento da eficiência das empresas decorrente de maior concorrência; economias de escopo derivadas da cooperação industrial e da exploração de complementaridades dinâmicas; e fluxo ativo de inovação tecnológica (novos produtos e processos) sob o estímulo de mercados ampliados.

O Banco Mundial através do estudo *Regional Integration and Development* de SCHIFF & WINTERS (2003) e do artigo *Regional Integration and Development in Small States* de SCHIFF (s/d) afirmou que a integração Sul-Sul, como a proposta do Mercosul (Mercado Comum do Sul) e da Comunidade Andina, não são instrumentos eficazes de desenvolvimento econômico e social. Os estudos concluíram que os acordos de integração Norte-Sul (como a proposta da ALCA) teriam melhores resultados. O texto abaixo ilustra a divergência entre as idéias do Banco Mundial e dos países que estão promovendo a integração regional na periferia:

*“É marcante a disparidade entre as visões acerca dos objetivos, das vantagens e desvantagens proporcionadas pelos AIRs [Acordos de Integração Regional]. Enquanto governantes dos países integrantes dos blocos depositam esperança na consolidação de um mercado maior e mais forte para disputar o mercado global, o Banco Mundial aponta para os perigos de um aumento da ineficiência e de perda de arrecadação dos governos em acordos Sul-Sul. Ao mesmo tempo, o FMI deixa claro que os objetivos mais importantes dos acordos realizados pelos EUA com países periféricos (exemplos de acordos Norte-Sul) não são os de aumento da eficiência na produção de bens como prega o Banco Mundial.”<sup>14</sup>*

O Mercosul, atualmente formado pela Argentina, Brasil, Paraguai e Uruguai, foi criado mediante a proposta de interação dos países com o objetivo de harmonização de políticas, principalmente as políticas industriais, para aproveitar as complementaridades e aumentar, desta forma, a inserção do bloco no comércio mundial. Os primeiros contatos para a formação do bloco foi a assinatura do Tratado de Integração, Cooperação e Desenvolvimento Brasil-Argentina, em

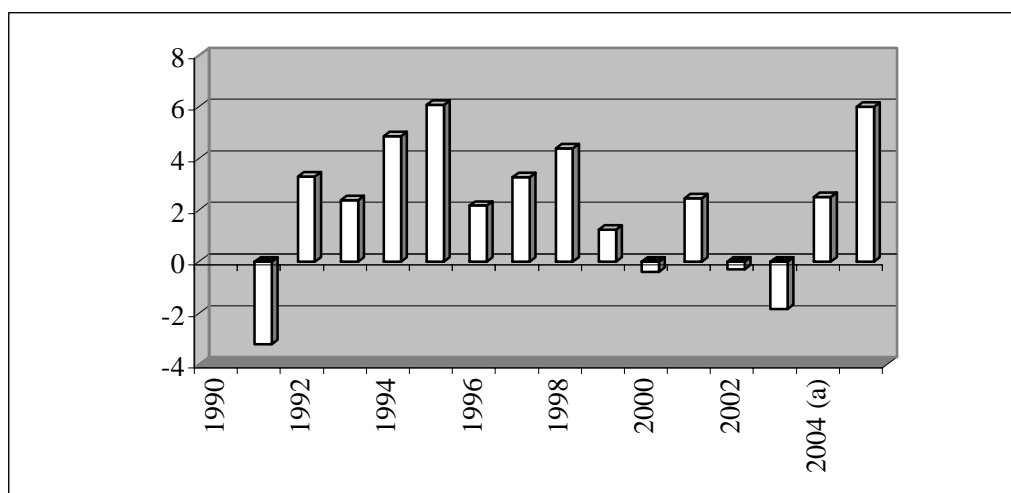
---

<sup>14</sup> Idem. p. 12.

1988, entre os presidentes José Sarney (Brasil) e Raul Afonsín (Argentina). A adesão do Paraguai e Uruguai, em 1991, criou o Mercosul através da assinatura do Tratado de Assunção. O objetivo principal era a formação de um mercado comum (livre circulação de bens, serviços e fatores de produção) na região. Adicionalmente, em 1994, foi assinado o Protocolo de Ouro Preto, reconhecendo a personalidade jurídica de direito internacional do bloco e, assim, dando competência ao mesmo para negociar, em nome próprio, acordos com terceiros países, grupos de países e organismos internacionais.

O Mercosul, assim como os seus países membros, não obtiveram nos últimos anos uma adequada e sustentável taxa de crescimento do PIB (Gráfico 30). Até mesmo porque, na década de 90, diferente das décadas de 60 e 70, prevaleceu as idéias neoliberais de liberalização comercial, desregulamentação, privatizações e flexibilizações de monopólios públicos. Tais idéias tornaram as políticas econômicas menos eficazes e, além disso, todas estavam centradas na estabilização monetária e não em políticas industriais voltadas para o desenvolvimento econômico e social.

**Gráfico 30 – Mercosul: Taxa de Crescimento do PIB Total**



Fonte: ALADI. In: [www.aladi.org](http://www.aladi.org).

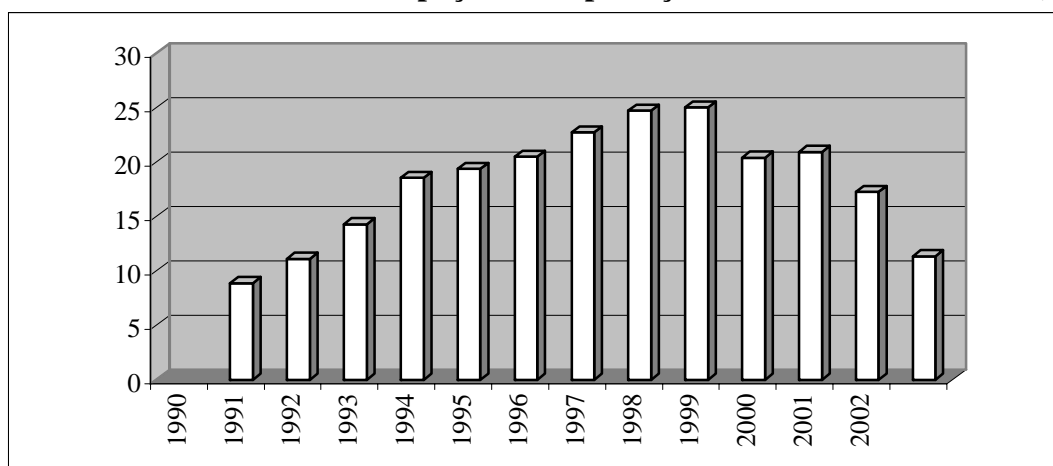
Segundo VILAS BOAS (2004),

*“A explicação [da desaceleração da integração verificada a partir de 1998] passa pela conjuntura internacional e o impacto nas políticas de cada país para enfrentar a situação de crise. No cenário de crise, a*

*integração e perspectivas positivas quanto a seus resultados perderam velocidade e força...”...“Para enfrentar a crise e o baixo crescimento, os países do Cone Sul passaram a priorizar problemas internos em detrimento da pauta de integração e, muitas vezes, tomaram decisões unilaterais que foram prejudiciais aos sócios, gerando um clima de desconfiança e mal estar.”<sup>15</sup>*

Com relação à participação da exportação intra-Mercosul/Global, observa-se um aumento continuado a partir de 1991 até o ano de 1999 (aproximadamente, 25%), quando há uma significativa queda na participação da exportação intra-Mercosul/Global. Acredita-se que as sucessivas desvalorizações cambiais dos países membros sejam, em grande parte, as motivadoras da redução da competitividade dos produtos regionais no mercado mundial (Gráfico 31).

**Gráfico 31 – Mercosul: Participação da Exportação Intra-Mercosul/Global (%)**



Fonte: ALADI. In: [www.aladi.org](http://www.aladi.org).

A sustentabilidade das políticas macroeconômicas dos países membros, o fortalecimento de sua soberania e a formulação de estratégias de desenvolvimento regional devem ser revistas nas propostas de integração do Cone Sul. Um dos pontos que podem representar vantagens ou desvantagens da integração, dependendo de como for direcionado o processo de integração, é o uso dos recursos naturais e a formação de uma infra-estrutura adequada para o aproveitamento das complementaridades regionais que tornam a América do Sul auto-suficiente em grande parte do que necessita. Tal informação, se bem utilizada, pode

<sup>15</sup> Idem. p. 75.

aumentar em muito o poder de barganha destes países em suas relações internacionais com o resto do mundo.

### **5.3.2 – As Estimativas de Auto-Suficiência com a Integração da América do Sul: Cooperação em vez de Competição<sup>16</sup>**

As propostas de integração regional, caso sejam articuladas com o objetivo de dar preferência absoluta ao comércio intra-regional na América do Sul e criar mecanismos comerciais e financeiros apropriados a tal preferência, poderiam aumentar, no curto e médio prazos, o intercâmbio comercial em todas as linhas de produção. A capacidade ociosa das indústrias regionais podem ser usadas com o objetivo de dinamizar o seu parque industrial e, conseqüentemente, incrementar a produção e o emprego nos países da América do Sul. Como afirma COSTA (1999), dando preferência ao comércio intra-regional e criando mecanismos que possibilitem tal preferência

*“... a América do Sul poderia duplicar seu comércio intra-regional; o que implica em comercializar, internamente, mais de 50% do comércio exterior total dos países da região. Isto poderia ser feito tão somente reorientando para o sub-continente as exportações atuais de alimentos e energia para cobrir as necessidades dos países que os necessitam.”<sup>17</sup>*

As estimativas do SBEF (1988) no livro *A Integração Ibero-Americana*, citado por COSTA (1999), mostram que mediante um maior conhecimento das potencialidades de exportação e das necessidades de importação, o comércio intra-regional poderia absorver mais de 75% do total do comércio exterior, valor este que supera o nível de integração do comércio da União Européia no final da década de 90. O restante provém de mercadorias não produzidas pela América do Sul ou que a produção não abarca as necessidades do sub-continente.

O Quadro 66 mostra, em percentuais, a capacidade produtiva, os recursos naturais e a força de trabalho da América do Sul vista como uma economia unificada. Mais do que nunca o acordo de integração regional, neste caso, deve ser considerado como um movimento estratégico (formação de um Megaestado) do que de uma simples abertura comercial. Através da

<sup>16</sup> Item baseado em COSTA, Darc Antonio da Luz. *Um Discurso de Estratégia Nacional: A Cooperação Sul-Americana como Caminho para a Inserção Internacional do Brasil*. Rio de Janeiro: Engenharia de Produção/COPPE/UFRJ, Agosto de 1999. (Tese de Doutorado em Ciências em Engenharia de Produção).

<sup>17</sup> Idem. p. 120.

complementação das capacidades dos países da região sul-americana haveria uma redução no seu grau de dependência e de vulnerabilidade econômica e, possivelmente, um acréscimo no seu poder de barganha perante aos outros países no comércio mundial.

**Quadro 66 – Nível de Auto-suficiência da América do Sul (%)**

<b>Superior a 80%</b>		<b>Inferior a 80%</b>	
<b>Alimentos</b>		<b>Minerais</b>	
Cereais	123	Carvão e Coque	40
Carnes	123	Cromo	73
Peixe e Mariscos	188	Titânio	*
Leite e Derivados	105	Tungstênio	*
Frutas e Verduras	115	<b>Matérias-primas</b>	
<b>Energéticos</b>		Rocha Fosfórica	45
Petróleo Cru	142	Potássio	*
Petróleo Refinado	100	Soda Cáustica	73
<b>Minerais</b>		<b>Produtos Básicos</b>	
Minério de Ferro	257	Fertilizantes	70
Minério de Cobre	128	Pesticidas	45
Bauxita	183	Medicamentos	30
Manganês	161	<b>Manufaturas</b>	
Enxofre	97	Máquinas e Equipamentos	50
<b>Metais Básicos</b>		Automóveis e Caminhões	70
Ferro e Aço	100	<b>Produtos Básicos</b>	
Cobre	282	Cimento	100
Alumínio	120	Fibras Sintéticas	85
Chumbo	123	<b>Manufaturas</b>	
Zinco	104	Têxteis	105
Estanho	114		
Níquel	100		

**Nota:** \* Auto-suficiência inferior a 10%.

**Fonte:** ONU, BIRD e Estimativas da SBEF. In: COSTA, Darc Antonio da Luz. *Um Discurso de Estratégia Nacional: A Cooperação Sul-Americana como Caminho para a Inserção Internacional do Brasil*. Rio de Janeiro: Engenharia de Produção/COPPE/UFRJ, Agosto de 1999. (Tese de Doutorado em Ciências em Engenharia de Produção).

Atualmente, a América do Sul, com exceção do Mercosul, possui uma escassa integração econômica, física etc. Assim, mesmo que os países da região produzam grande parte das mercadorias que são necessárias internamente, exportam-nas para fora da região e, além disso, as suas necessidades são saciadas mediante importações de produtos fabricados em outras regiões do mundo. O objetivo principal da exportação dos produtos sul-americanos é a obtenção de divisas para o pagamento da dívida externa e para equilibrar o balanço de pagamentos.



(Quadro 67). A vulnerabilidade e dependência do sub-continente é, desta forma, salientada pela necessidade constante de obtenção de dólares; moeda necessária para a formação de reservas internacionais, obtida mediante exportações e, atualmente, importação de capitais com fins especulativos ou com a desnacionalização de ativos.

**Quadro 67 – América Latina e Caribe: Dívida Externa Bruta Total<sup>a</sup>**  
(Milhões de Dólares)

Ano	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004 <sup>b</sup>
<b>América Latina e Caribe</b>	598746	626979	659204	745962	750734	728111	711680	704335	732570	720935
Argentina	98547	110613	125052	141929	145289	146575	140214	134147	145583	147319
Bolívia <sup>c</sup>	4523	4366	4234	4655	4574	4461	4412	4300	5042	4735 <sup>d</sup>
Brasil	165447	186561	208375	259496	241468	236157	226067	227689	235415	221384 <sup>e</sup>
Chile	21736	26272	29034	32591	34758	37177	38032	40395	41179	43931 <sup>f</sup>
Colômbia	26340	31116	34409	36681	36733	36131	39109	37336	38193	37985 <sup>e</sup>
Costa Rica <sup>c</sup>	3259	2859	2640	2872	3057	3151	3243	3338	3753	3833
Equador	13934	14586	15099	16400	16282	13564	14376	16236	16586	16870 <sup>f</sup>
El Salvador <sup>c</sup>	2168	2517	2689	2646	2789	2831	3148	3987	4717	4792
Guatemala <sup>c</sup>	2107	2075	2135	2354	2412	2455	2794	2988	3467	3484
Honduras	4243	4121	4073	4369	4691	4711	4757	4922	5143	5535
México	165600	157200	149028	160258	166381	148652	144534	135380	132860	132131 <sup>g</sup>
Nicarágua <sup>c</sup>	10248	6094	6001	6287	6549	6660	6374	6363	6596	5165
Panamá <sup>c</sup>	3938	5069	5051	5180	5412	5604	6263	6349	6502	6639
Paraguai	1742	1801	1927	2133	2697	2819	2652	2866	2871	2352 <sup>d</sup>
Peru	33378	33805	28642	29477	28704	28150	27195	27840	29708	29792 <sup>f</sup>
República Dominicana	3999	3807	3572	3546	3661	3682	4177	4538	5899	6400
Uruguai	...	...	...	...	8261	8895	8937	10548	11013	10837 <sup>g</sup>
Venezuela	37537	34117	37242	35087	370 <sup>e</sup> 16	36437	35398	35114	38043	37752 <sup>f</sup>

**Notas:** (a) inclui a dívida com o Fundo Monetário Internacional; (b) cifras preliminares; (c) refere-se à dívida externa pública; (d) dados até outubro; (e) dados até agosto; (f) dados até setembro; e (g) dados até junho.

**Fonte:** CEPAL. *Balance Preliminar de las Economías de América Latina y el Caribe – 2003-2004*. Santiago (Chile): CEPAL, 2005.

A vulnerabilidade econômica é, segundo COSTA (1999), devida à falta de integração do sub-continente. O seu argumento encontra-se, como identificado no Quadro 66, no fato da América do Sul produzir, quase totalmente, os alimentos, os recursos energéticos e minerais estratégicos necessários para o prosseguimento do seu desenvolvimento econômico. Adicionalmente, encontra-se possibilitada a produzir grande parte dos manufaturados consumidos internamente, excetuando-se poucos produtos específicos e, principalmente, os bens de capital de alta tecnologia.

Com relação aos insumos energéticos, objetivo principal desta tese de doutorado, a situação sul-americana é muito favorável dado os grandes volumes de produção e reservas de

petróleo e gás natural da Venezuela, do Peru, do Equador, da Bolívia etc. Além da produção e tecnologia própria com relação a fontes alternativas de energia como o álcool combustível, o biodiesel, bagaço de cana-de-açúcar, dentre outras fontes, e, em especial, a possibilidade de complementaridade com relação aos recursos hídricos de países como o Brasil, a Venezuela, o Paraguai etc.. No entanto, nas últimas décadas, dada a necessidade de captação de recursos para o pagamento da dívida externa, exigência de metas de inflação por parte das instituições internacionais de crédito, as políticas regionais não contemplavam o desenvolvimento regional a partir de políticas industriais eficazes.

### **5.3.3 – A Integração Energética Regional: o Caso da Indústria de Petróleo**

O acesso às fontes de energia e a sua adequada utilização é um dos pré-requisitos para o desenvolvimento econômico, mediante um processo de industrialização menos dependente. De acordo com OLIVEIRA & ALVEAL CONTRERAS (1991), não foi ainda registrada uma experiência, no mundo, de redução da miséria dos países sem o acréscimo significativo na utilização de energia; ou seja, a energia é o motor do desenvolvimento mundial e, como foi visto no Capítulo 1, o motivador de várias crises, conflitos e guerras (em especial, no caso do setor petrolífero).<sup>18</sup> No entanto, cabe ressaltar que o desenvolvimento econômico dos países em desenvolvimento não deve seguir o padrão de desenvolvimento dos países centrais (altamente energo-intensivos), pois o mundo não suportaria. Entretanto, como impedir que países como a China, a Índia e o Brasil não aumentem o seu consumo de energia mediante o seu desenvolvimento econômico?

Assim, dada a sua importância, as políticas energéticas são fundamentais para o crescimento de um país e, como se quer salientar, para o crescimento regional. A integração econômica regional, realizada a partir de uma visão de cooperação Sul-Sul, pode impulsionar o desenvolvimento econômico e social de cada país do bloco econômico regional e, dentro dela, a integração energética possibilitaria o prosseguimento de tal desenvolvimento mediante as complementaridades entre as fontes energéticas e os seus países produtores. O texto abaixo abarca adequadamente tal idéia,

---

<sup>18</sup> OLIVEIRA, Adilson de & ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *Eletricidade e Integração: Uma Perspectiva desde o Cone Sul*. Rio de Janeiro: Grupo de Energia/IE/UFRJ, 1991.

*“O aproveitamento dessas complementaridades [hidrologia, demanda e oferta] gera economias de investimento e de custos. A primeira se deve à redução das margens de reserva e à viabilização de unidades de maior porte, permitindo economias de escala; e a segunda à redução de custos operacionais decorrentes da redução do consumo de combustíveis (pelo uso mais adequado do parque gerador), das diversidades de curvas de carga e da redução da reserva rodante. Ditos ganhos de eficiência podem inclusive tornar atraente a integração energética per se, independentemente da integração regional em outras dimensões.”<sup>19</sup>*

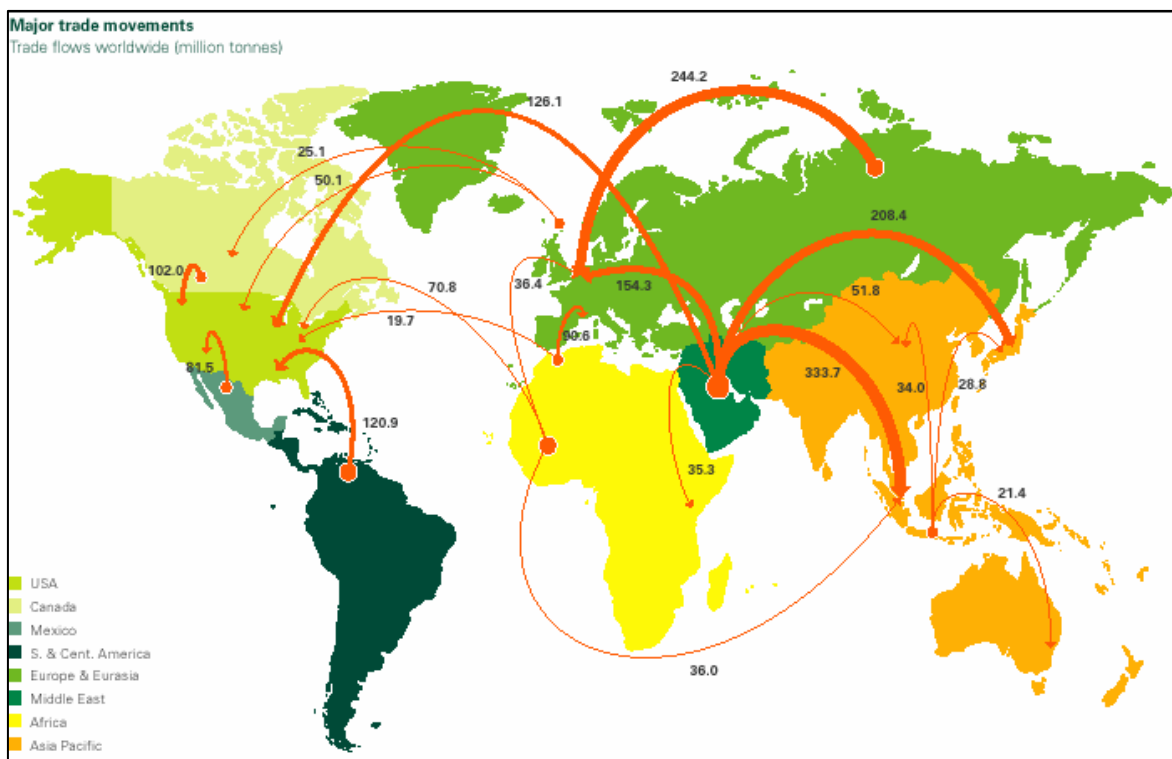
Os recursos energéticos podem não ser encontrados no mesmo país em que se localizam os principais mercados consumidores, desta forma, a cooperação entre países poderia solidificar as economias regionais e, também, aumentar o grau de controle entre as etapas produtivas. A integração vista como uma estratégia dos países membros do bloco regional, fortalecendo o seu poder de barganha, é o principal ponto a ser salientado por esta tese: maior segurança no abastecimento, maior previsibilidade dos preços dos energéticos e, no caso do petróleo, maior retenção das rendas petrolíferas na região.

Entretanto, como afirma VILAS BOAS (2004), a idéia de integração dos mercados de energia é ambígua pois possui duas racionalidades distintas, a saber: 1) o paradigma do livre comércio; e 2) o paradigma da independência energética.<sup>20</sup> No caso da América do Sul, as complementaridades são evidentes e, desta forma, o fortalecimento da região e sua auto-suficiência podem ser conseguidos. Situação diferente do continente europeu e do sub-continentes da América do Norte, altamente dependentes de importações de petróleo, como pode ser visualizado na Figura 9.

---

<sup>19</sup> VILAS BOAS (2004), op. cit., p. 22.

<sup>20</sup> Idem.



**Figura 9 – Petróleo: Comércio Mundial**

Fonte: BP. In: [www.bp.com](http://www.bp.com).

### 5.3.3.1 - Integração Energética na América do Sul: Estratégia dos *Players* e Política de Desenvolvimento Regional

Visando promover o investimento direto do capital internacional no *upstream*, a reestruturação petrolífera sul-americana, ao criar um padrão híbrido de organização econômica, traduzido em uma variedade de combinações entre a flexibilização do instituto do monopólio estatal e a privatização – *stricto e lato sensu* – de empresas petrolíferas estatais, impulsionou também a integração regional dos mercados de energia.

O aspecto relevante nesse processo é a internacionalização dos mercados petrolíferos da região com o ingresso das *majors* (Exxon-Mobil, Chevron-Exaco e Shell) e, especialmente, de empresas criadas a partir da privatização de estatais européias (Repsol-YPF, ENI-Agip, Elf-Total-Fina e British Petroleum-Amoco); estas últimas, em função da menor experiência e estatura econômico-financeira e tecnológica, implementaram estratégias de ocupação seletiva dos espaços petrolíferos mundiais, escolhendo preferencialmente a região. No novo cenário petrolífero

regional, cabe também destacar as estratégias de internacionalização das estatais PETROBRÁS<sup>21</sup> e PDVSA. (Quadro 68). Entre os novos entrantes no *upstream* regional, enfim, caberia observar a atuação de empresas independentes tais como a Amerada Hess e a Pluspetrol-Occidental.

**Quadro 68 – América do Sul e Central: Integração Regional de Ativos Petrolíferos (atualizado em setembro de 2004)**

Países	Argentina	Bolívia	Brasil	Colômbia	Venezuela	Caribe	Outros
<b>Estatais</b>							
ECOPETROL				2, 3 e 4.			
PETROBRAS	2, 3, 4, 5 e 6.	2, 3, 4, 5 e 6.	7 e 12.	2.	2.	2.	2 (Peru e Equador).
PDVSA					8 e 12.		2 e 3 (EUA e Europa).
<b>Players Internacionais</b>							
RD-SHELL	1, 3 e 6.	4.	1, 5, 6 e 7.	2.	2, 6 e 7.	1, 4 e 6.	4 e 6 (Chile); 1 (Peru).
BP-AMOCO	2.	2.	1, 4 e 11.	2 e 4.	2 e 7.	2 e 8.	13 (Uruguai).
EXXON-MOBIL	2 e 6.	1.	1 e 6.	2 e 6.	2, 6 e 7.	1 e 6.	6 (Chile, Uruguai e Peru).
TOTALFINAELF	2, 5 e 9.	2 e 5.	5.	2, 4 e 5.	2 e 6.	2 e 6.	2 (Equador).
<b>Players Regionais</b>							
REPSOL-YPF	12.	2.	2, 3, 6 e 11.	2 e 14.	2.	2 e 8.	1, 3 e 6 (Peru).
PRISMA ENERGY		5 e 10.	5, 9 e 10.	5 e 10.	2 e 15.		
ENI	2, 6, 7 e 10		2, 6 e 14.		2 e 6.	2.	2 e 6 (Equador); 2 (Guiana).
BRITISH GAS	1 e 10.	2 e 5.	10.	11.		2, 8 e 14.	11 (Uruguai).

**Notas:** 1 – Exploração; 2 – E&P; 3 – Refino; 4 – Transporte; 5 – Transporte de GN; 6 – Distribuição; 7 – GNL (projeto); 8 – GNL; 9 – Distribuição de GLP; 10 – Transporte-Distribuição de GN; 11 – Transporte de GN (projeto); 12 – Verticalmente Integrada; 13 – Transporte-Distribuição de GN (projeto); 14 – Distribuição de GN; e 15 – Transporte-Distribuição de GLP.

**Fonte:** Elaboração própria a partir de FREIRE, Alexandre de Figueiredo. *Análise Comparativa da Evolução Política e Institucional da Indústria de Petróleo na América Latina*. PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2001. (Dissertação de Mestrado).

No processo de internacionalização petrolífero regional, as alianças estratégicas que estão sendo negociadas entre as empresas podem assumir impactos significativos para impulsionar o processo de integração energética e econômica na América do Sul.<sup>22</sup> Dentre as negociações em curso, citam-se as relativas aos acordos celebrados entre a Repsol-YPF e a

<sup>21</sup> A PETROBRÁS atua no segmento de E&P em Angola, Argentina, Bolívia, Colômbia, EUA, Nigéria e Trinidad & Tobago. Com a aquisição, em 2002, da Perez Companc (PETROBRÁS Energia) passa a possuir atividades de E&P no Equador, Peru e Venezuela. Outra importante aquisição da estatal foi a empresa Petrolera Santa Fé (antiga filial da *Devon Energy Corporation*). [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br).

<sup>22</sup> A Venezuela apresentou a idéia de ampliação do mercado energético sul-americano, inicialmente com a possível criação da para-estatal Petrosur em parceria com a Argentina. Por fim, apresentou a Petroamérica como uma aliança de empresas nacionais que, respeitando as decisões soberanas e o marco jurídico de cada país, atendessem ao desenvolvimento de toda cadeia produtiva da indústria de energia. LORA, Miguel. “Petroamérica, La Estrategia Sudamericana para Recuperar su Soberanía Energética. 8 de Junho de 2004. In: [www.rebellion.org](http://www.rebellion.org).

PETROBRÁS para realizar operações conjuntas no *upstream* – costa sul da Argentina; e as negociações entre a espanhola Repsol-YPF e a estatal chilena – ENAP, visando o fornecimento estável de petróleo da Repsol-YPF para a ENAP.

As estratégias identificáveis entre os governos e suas estatais são diferenciadas. A Venezuela e o México, os dois maiores produtores e exportadores de petróleo da região, implementaram estratégias de intensificação das atividades no *upstream* e de internacionalização de suas operações no *downstream*.<sup>23</sup> A estratégia da estatal brasileira PETROBRÁS<sup>24</sup> é priorizar o aumento das reservas e da produção de petróleo em território brasileiro e explorar reservas fora do país. Já com relação aos países que optaram pela privatização petrolífera, parcial ou total, podem ser observadas diferentes estratégias. Na Argentina, a estratégia predominante refletia orientações dos *players* privados. Porém, como já foi dito, criou-se uma nova estatal de petróleo em 2004, o que reflete uma tendência de retorno de “forte” atuação do Estado argentino, principalmente devido à crise energética vivenciada recentemente. A estratégia boliviana, que anteriormente correspondeu ao fortalecimento das unidades de negócio da YPFB com base no concurso privado por ampliação e não por venda de ativos, atualmente, também corresponde a uma ampliação da atuação do Estado boliviano, com a criação da Petrobolívia. Já o caso peruano<sup>25</sup>, até o momento, não apresenta uma estratégia clara.

As novas iniciativas de integração vieram dos acordos bilaterais, da renovação de tratados de integração já existentes (Mercado Comum Centro-Americano, Pacto Andino e Comunidade do Caribe) e da criação dos blocos sub-regionais (Mercosul). Tal processo fortaleceria a região, melhorando a competitividade das suas exportações e reduziria os riscos provenientes de uma ampla liberalização do comércio mundial. No caso do *upstream*, os países da América do Sul deixariam de competir para a obtenção de investimentos externos através de um acordo de homogeneização das regras do *upstream* (*royalties*, impostos, contratos etc.) que levaria em consideração as especificidades de cada país. Isto os fortaleceria e possibilitaria uma

---

<sup>23</sup> A PDVSA está atuando no refino e na comercialização em vários países sul-americanos, em especial, Colômbia, Equador e Peru.

<sup>24</sup> Segundo a PETROBRÁS (2004), “a [sua] estratégia corporativa é liderar o mercado de petróleo, gás natural e derivados na América Latina, atuando como empresa integrada de energia, com expansão seletiva da petroquímica e da atividade internacional.” PETROBRÁS. “PETROBRÁS em Ações – Relacionamento com Investidores”. Nº 2. PETROBRÁS, Rio de Janeiro, 2004.

<sup>25</sup> Devido ao nível reduzido de reservas e a falta de interesse por parte dos *players* privados, o processo de privatização da indústria petrolífera peruana não teve prosseguimento.

maior retenção da renda petrolífera na região, uma vez que juntos Argentina, Brasil, Colômbia e Venezuela possuem 8,1% das reservas mundiais de petróleo. (Quadro 69).

A relação positiva entre abertura e integração do setor petrolífero sul-americano, porém, apresenta problemas que devem ser levados em consideração pelos decisores regionais de políticas públicas e pelos agentes empresariais (privados ou estatais). Em primeiro lugar, o alinhamento dos preços internos de petróleo e derivados aos preços do mercado internacional tornou as economias regionais mais vulneráveis às suas grandes flutuações. Para amenizar tal problema, países como Venezuela, Colômbia (exportadores de petróleo) e Chile (importador) implementaram um instrumento de política denominado Fundo de Estabilização de Preços e de Poupança de Recursos de Petróleo.<sup>26</sup>

**Quadro 69 - Reservas Provasdas de Petróleo por Região Mundial**

	1983	1993	2002	2003			R/P
	10 <sup>9</sup> Barris	10 <sup>9</sup> Barris	10 <sup>9</sup> Barris	10 <sup>9</sup> Barris	10 <sup>9</sup> Tons	% Total	
<b>Total América do Norte</b>	95,2	91,0	65,5	63,6	8,8	5,5%	12,2
Argentina	2,4	2,0	2,8	3,2	0,4	0,3%	11,0
Brasil	2,1	5,0	9,8	10,6	1,5	0,9%	18,7
Colômbia	0,6	3,2	1,8	1,5	0,2	0,1%	7,3
Equador	0,9	2,3	4,6	4,6	0,6	0,4%	29,6
Peru	0,7	0,8	1,0	1,0	0,1	0,1%	28,4
T&T	0,5	0,6	1,9	1,9	0,3	0,2%	31,1
Venezuela	25,9	64,4	77,2	78,0	11,2	6,8%	71,5
Outros Países	0,5	0,9	1,5	1,5	0,2	0,1%	24,8
<b>Total América do Sul e Central</b>	<b>33,7</b>	<b>79,1</b>	<b>100,5</b>	<b>102,2</b>	<b>14,6</b>	<b>8,9%</b>	<b>41,5</b>
<b>Total Europa &amp; Eurásia</b>	100,1	80,4	104,3	105,9	14,5	9,2%	17,1
<b>Total Oriente Médio</b>	396,9	660,1	726,8	726,6	99,0	63,3%	88,1
<b>Total África</b>	58,2	60,9	101,7	101,8	13,5	8,9%	33,2
<b>Total Ásia Pacífico</b>	39,0	52,0	47,5	47,7	6,4	4,2%	16,6
<b>Total Mundo</b>	<b>723,0</b>	<b>1023,6</b>	<b>1146,3</b>	<b>1147,7</b>	<b>156,7</b>	<b>100,0%</b>	<b>41,0</b>

Fonte: BP-Amoco Statistic, 2004.

Outra área crítica se refere às dificuldades do desenvolvimento da indústria local de tecnologia, uma vez que os produtos e tecnologias similares internacionais apresentam no

<sup>26</sup> O objetivo deste Fundo é regular as flutuações de preços e suas conseqüências macroeconômicas no nível de atividades e na evolução da inflação das economias domésticas.

mercado internacional preços menores que os regionais. A ausência ou a fragilidade de políticas públicas direcionadas à inovação tecnológica tornou crescente a importação de tecnologias e equipamentos afetando negativamente o balanço de pagamentos das economias regionais já tão fragilizadas. Finalmente, caberia identificar outra área problemática no processo de integração regional: a abertura do mercado financeiro provocou alta sensibilidade das economias regionais aos impactos das crises financeiras mundiais tais como a do México (1994), a da Ásia (1997) e a da Rússia (1998).

Em conseqüência, caberia frisar que esse conjunto de áreas problemáticas ameaça os horizontes futuros da relação positiva entre abertura e integração energética na região, uma vez que a procura constante por divisas para o pagamento da dívida externa e as constantes crises financeiras iniciadas na América do Sul (Brasil – 1999, Argentina – 2001 etc) fragilizam em muito a idéia de integração regional, devido às políticas macroeconômicas utilizadas pelos países que são contrárias ao movimento de integração.

#### **5.4 – Os Acordos Firmados entre o Brasil e a Venezuela: Rumo à Integração Energética Regional**

A Declaração dos Governos da Venezuela e do Brasil para a Execução da Aliança Estratégica entre os dois países apresentou um programa detalhado de iniciativas em várias áreas<sup>27</sup>, dentre elas, os setores de energia, petróleo e gás natural. Nas atividades relacionadas às indústrias de petróleo, gás natural e petroquímica, no dia 14 de fevereiro de 2005, o Brasil e a Venezuela, através das suas respectivas empresas estatais, PETROBRÁS – Petróleo Brasileiro e PDVSA – Petróleos de Venezuela, fortaleceram os laços de integração energética com a assinatura de 14 convênios. Cabe frisar que, o décimo quinto convênio foi assinado entre a Petroquímica de Venezuela S.A. (PEQUIVEN) e a petroquímica brasileira BRASKEM S.A.

O objetivo principal formalizado nos convênios era possibilitar a complementaridade econômica e social dos dois países, no marco da Petrosur; aumentando-se, assim, a

---

<sup>27</sup> As áreas abarcadas no programa de iniciativas dos dois governos em prol de uma aliança estratégica foram: 1) energia, petróleo e gás natural; 2) mineração; 3) tributação e tarifas aduaneiras; 4) financiamento; 5) indústria e comércio; 6) agricultura familiar e reforma agrária; 7) turismo; 8) cooperação técnica; 9) agricultura e pesca; 10) ciência e tecnologia; 11) comunicação e informação; 12) cooperação militar; e 13) outros temas de interesse.



potencialidade destes países sul-americanos em matéria energética.<sup>28</sup> Para tanto, podem ser destacados dois pontos principais, no Encontro Empresarial Venezuela-Brasil, ocorrido em Miraflores (Venezuela), a saber: 1) a experiência da PETROBRÁS em tecnologia de perfuração em águas profundas; e 2) o grande volume de recursos energéticos da Venezuela.

Os acordos inter-institucionais em matéria energética assinados em 14 de fevereiro de 2005 foram: 1) memorando de entendimento para a cooperação na área da indústria do biodiesel entre o Ministério de Energia e Petróleo da República Bolivariana de Venezuela e o Ministério de Minas e Energia da República Federativa do Brasil; 2) memorando de entendimento para cooperação na área do combustível etanol entre o Ministério de Energia e Petróleo da República Bolivariana de Venezuela e o Ministério de Minas e Energia da República Federativa do Brasil; 3) memorando de entendimento entre o Ministério de Energia e Petróleo da República Bolivariana de Venezuela e o Ministério de Minas e Energia da República Federativa do Brasil sobre construção de plataformas e navios; 4) acordo de confidencialidade para o desenvolvimento de negócios entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) e Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRÁS); 5) carta de intenção entre Petróleos de Venezuela S.A. e PETROBRÁS para identificação de oportunidades de negócios em matéria de hidrocarbonetos no bloco cinco do Projeto Plataforma Deltana; 6) carta de intenção entre Petróleos de Venezuela S.A. e PETROBRÁS para a identificação de oportunidades de negócios em matéria de hidrocarbonetos em campos maduros; 7) carta de intenção entre Petróleos de Venezuela S.A. e PETROBRÁS para a identificação de oportunidades de negócios em matéria de hidrocarbonetos no Golfo da Venezuela; 8) memorando de entendimento para a colaboração científica, técnica e capacitação de pessoal entre Petróleos de Venezuela S.A. e Petróleo Brasileiro S.A.; 9) memorando de entendimento para considerar o possível desenvolvimento conjunto do Projeto Mariscal Sucre; 10) memorando de entendimento para o desenvolvimento de negócios e atividades de cooperação na área de produção e distribuição de lubrificantes entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) e Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRÁS); 11) memorando de entendimento para o desenvolvimento de negócios e atividades de cooperação na área de refino entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) e Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRÁS); 12) memorando de

---

<sup>28</sup> O Presidente do Brasil é, em 2005, Luiz Inácio (Lula) da Silva e o da Venezuela é Hugo Rafael Chávez Frías. PDVSA – SALA DE PRENSA. PDVSA y PETROBRÁS Consolidan Integración Energética de América del Sur. In: [www.pdv.com/noticias/2005/febrero/050214\\_02\\_es.htm](http://www.pdv.com/noticias/2005/febrero/050214_02_es.htm).

entendimento para o desenvolvimento de negócios e atividades de cooperação nas áreas de comércio e transporte marítimo entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) e Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRÁS); 13) memorando de entendimento para o desenvolvimento de um projeto conjunto na Faixa do Orinoco entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) e Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRÁS); 14) memorando de entendimento para o desenvolvimento de negócios e atividades de cooperação na área de fertilizantes entre Petroquímica de Venezuela S.A. (PEQUIVEN) e Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRÁS); e 15) memorando de entendimento entre Petroquímica de Venezuela S.A. e BRASKEM S.A.<sup>29</sup>

Serão apresentados, nas páginas a seguir, os principais convênios acima mencionados, enfatizando-se os relativos ao segmento *upstream* do petróleo. Observa-se, nos convênios, sua adequação às novas legislações petrolíferas referentes à República Bolivariana da Venezuela e, em especial, sua adequação ao que foi estabelecido no Acordo de Cooperação Energética entre a República Bolivariana da Venezuela e a República Federativa do Brasil firmado no dia 29 de outubro de 2004, na Ilha de Margarita, na 35ª Reunião de Ministros de Energia da OLADE e 34ª Reunião de Expertos.

Nestes documentos, mostra-se claramente a posição dos governos da Venezuela e do Brasil, quanto ao fortalecimento das suas respectivas nações, provenientes da cooperação e da integração sul-americana. Segundo o Presidente do Brasil, Luiz Inácio (Lula) da Silva, no Ato de Instalação do Encontro Empresarial Venezuela e Brasil,

*“la integración de Sudamérica es prioridad número uno de la política exterior de mi gobierno y exige el aumento de los intercambios comerciales en el contexto de un acuerdo regional más equilibrado.*

*Por ello, lanzamos el Programa de Sustitución Competitiva de Importaciones ya conocidos por el segmento empresarial venezolano. Es una herramienta que está permitiendo al consumidor brasileño recibir productos venezolanos. Es de conocimiento mutuo el factor decisivo para el tan deseado aumento de la corriente del comercio...”*

*“Querido compañero Chávez si deseamos estimular la creciente complementariedad de nuestras economías, necesitamos también continuar dedicando especial atención al tema de las inversiones y al tema de la infraestructura son extremadamente promisoras las perspectivas para el 2005 sobre todo el sector energético me refiero entre otros, a los entendimientos entre Pdvsa y PETROBRÁS para la construcción*

<sup>29</sup> Os documentos dos convênios assinados entre os governos da Venezuela e do Brasil podem ser encontrados no seguinte endereço eletrônico: <http://www.mre.gov.ve/Noticias/A2005/Lula-Visita/documentos.htm>.

*conjunta de una refinería en Brasil, y también para la prospección en Venezuela.”<sup>30</sup>*

- **Memorando de Entendimento para a Cooperação na Área da Indústria do Biodiesel entre o Ministério de Energia e Petróleo da República Bolivariana de Venezuela e o Ministério de Minas e Energia da República Federativa do Brasil**

O Memorando de Entendimento para a Cooperação da Indústria do Biodiesel foi assinado pelo ministro de Energia e Petróleo da Venezuela e presidente da PDVSA, Rafael Ramírez e pela ministra de Minas e Energia do Brasil, Dilma Rousseff e, também, pelo presidente da PETROBRÁS, José Eduardo Dutra.

Os pontos que foram considerados neste memorando foram: 1) a importância da indústria de combustíveis renováveis para o fomento do desenvolvimento econômico, tecnológico e social, contribuindo de maneira significativa na geração de empregos e rendas econômicas; 2) as vantagens do uso de combustíveis renováveis, em particular do biodiesel, para a proteção ambiental; 3) os interesses dos governos das partes em diversificar suas matrizes energéticas, impulsionando a produção e o consumo do biodiesel nos seus respectivos territórios; 4) as perspectivas de transformação do biodiesel em um produto básico de utilização e comercialização internacional, em cujo mercado ambas partes desejam participar, dada a tendência crescente da demanda mundial de combustíveis renováveis, as exigências de regulações ambientais e os compromissos internacionais neste aspecto; 5) as partes vêm desenvolvendo atividades de cooperação dentro do marco dos esforços para o progresso da integração, sendo um dos objetivos das partes agregar valor as suas indústrias; 6) as empresas petrolíferas têm interesse em estabelecer contratos de suprimento de biodiesel de PETROBRÁS e PDVSA para a adição ao diesel automotor; e, por fim, 7) as partes reconhecem as sinergias e potencialidades para uma possível atuação integrada com vistas ao desenvolvimento desta indústria e de atividades de cooperação técnica.

As atividades inicialmente identificadas para serem discutidas acerca do memorando relacionado ao biodiesel são: a) cooperação tecnológica na área agrícola para a produção de oleaginosas; b) cooperação tecnológica para o desenvolvimento do processo industrial de produção do biodiesel, em escala comercial; c) **cooperação na elaboração do marco**

---

<sup>30</sup> O discurso dos presidentes do Brasil e da Venezuela podem ser consultados no seguinte endereço eletrônico: <http://www.mre.gov.ve/Noticias/A2005/Lula-Visita/documentos.htm>.

**regulatório da indústria de petróleo e sua adequação para incluir o biodiesel na matriz energética venezuelana;** d) avaliar as especificações técnicas do biodiesel para definir os níveis de mescla no diesel automotor, como também a logística necessária para efetuar a mescla e distribuição do mesmo na Venezuela, incluindo as provas de campo; e) avaliar os mercados potenciais da Venezuela para a utilização do biodiesel; e, por fim, f) estudar as condições para o estabelecimento de contratos de suprimento de biodiesel para a Venezuela.

- **Memorando de Entendimento para Cooperação na Área do Combustível Etanol entre o Ministério de Energia e Petróleo da República Bolivariana da Venezuela e o Ministério de Minas e Energia da República Federativa do Brasil**

O Memorando de Entendimento para a Cooperação na Área do Combustível Etanol foi assinado pelo ministro de Energia e Petróleo da Venezuela e presidente da PDVSA, Rafael Ramírez e pela ministra de Minas e Energia do Brasil, Dilma Rousseff e, também, pelo presidente da PETROBRÁS, José Eduardo Dutra.

Os pontos que foram considerados neste memorando foram: 1) a importância da indústria dos combustíveis renováveis para o fomento e desenvolvimento econômico, tecnológico e social, contribuindo de maneira significativa na geração de empregos e rendas econômicas; 2) as vantagens do uso de combustíveis renováveis, em particular do combustível etanol, em termos de proteção ambiental; 3) a experiência do Brasil na produção e implantação da adição de etanol à gasolina, na logística de transporte, distribuição e comercialização tanto da mescla quanto do etanol hidratado; 4) as perspectivas de transformação do combustível etanol em um produto básico de utilização e comercialização internacional, em cujo mercado ambas as partes desejam participar, dada a tendência crescente da demanda mundial de combustíveis renováveis, as exigências de regulações ambientais e os compromissos internacionais neste aspecto; 5) as partes vêm desenvolvendo atividades de cooperação dentro do marco dos esforços para o progresso da integração, sendo um dos objetivos das partes agregar valor as suas indústrias; 6) o interesse do governo da República Bolivariana da Venezuela em impulsionar a produção e o consumo do combustível etanol em seu território; 7) a importância dos benefícios da substituição do Tetra-tilo de Plomo por Etanol ou outros oxigenados para o Meio Ambiente e para a sociedade venezuelana, com possíveis ganhos de créditos de carbono vinculados ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo no âmbito do Protocolo de Kyoto; 8) as empresas petrolíferas têm

interesses em estabelecer um contrato de suprimento de combustível etanol da PETROBRÁS a PDVSA para sua adição na gasolina; e 9) as partes reconhecem as sinergias e potencialidades para uma possível atuação integrada com vistas ao desenvolvimento desta indústria e de atividades de cooperação técnica.

As atividades inicialmente identificadas para serem discutidas acerca do memorando relacionado ao etanol são: a) cooperação tecnológica na área agrícola para a produção de matérias-primas destinadas à produção do combustível etanol; b) cooperação tecnológica para o desenvolvimento do processo industrial de produção do combustível etanol, em escala comercial; c) **cooperação na elaboração do marco regulatório da indústria de petróleo e sua adequação para incluir o etanol na matriz energética venezuelana**; d) avaliar as especificações técnicas do combustível etanol e identificar os níveis de mescla que se ajustem aos requisitos do mercado venezuelano; e) estudar as adequações necessárias do sistema de infra-estrutura e logística do suprimento do combustível etanol na Venezuela, incluindo provas de campo; e, por fim, f) estudar as condições para o estabelecimento de contratos de suprimento do combustível etanol para a Venezuela.

- **Carta de Intenção entre Petróleos da Venezuela S.A. e PETROBRÁS para Identificação de Oportunidades de Negócios em Matéria de Hidrocarbonetos no Bloco 5 do Projeto Plataforma Deltana**<sup>31</sup>

A Carta de Intenção entre Petróleos de Venezuela S.A. e PETROBRÁS para Identificação de Oportunidades de Negócios em Matéria de Hidrocarbonetos no Bloco 5 do Projeto Plataforma Deltana foi assinada pelo presidente da PDVSA, Rafael Ramírez e pelo presidente da PETROBRÁS, José Eduardo Dutra. Ressalta-se, porém, que o presidente da PDVSA também era ministro de Energia e Petróleo da Venezuela.

Os termos da carta de intenção são os seguintes: 1) as partes acordam sua intenção de identificar e valorar possíveis oportunidades de negócios em matéria de hidrocarbonetos, no Bloco 5 do Projeto Plataforma Deltana; 2) dentro de 60 dias contínuos da assinatura da carta de intenção, a PETROBRÁS poderá adquirir um *Data Pack* que a PDVSA porá a sua disposição

---

<sup>31</sup> Tal carta de intenção encontra-se baseada no Acordo de Cooperação Energética entre a República Bolivariana de Venezuela e a República Federativa do Brasil firmado no dia 29 de outubro de 2004, na Ilha de Margarita, na 35ª Reunião de Ministros de Energia da OLADE e 34ª Reunião de Expertos.

com dados geológicos e geofísicos, assim como toda a informação e documentação técnica necessária e pertinente para sua avaliação. O período de 60 dias poderá ser prorrogável automaticamente a menos que as partes declarem sua vontade de não estender tal período; 3) dentro de 4 meses contínuos seguintes a assinatura da carta de intenção a PETROBRÁS apresentará a sua avaliação sobre o Bloco 5 e proporá para a consideração da PDVSA um programa de trabalho e a entidade jurídica necessária para levar adiante as atividades. O período pode ser prorrogado de comum acordo com as partes; 4) todas as propostas de negócios, em aplicação do presente documento, deverão se ajustar à legislação venezuelana que regule a matéria de hidrocarbonetos e demais normas aplicáveis; 5) dentro do prazo de 4 meses contados a partir da entrega do programa de trabalho proposto pela PETROBRÁS, as partes prepararão os documentos necessários para submetê-los à aprovação do Ministério de Energia e Petróleo. Casos as partes continuem em negociação, o prazo de 4 meses será prorrogado por outro igual período de 4 meses; 6) toda informação entregue e gerada pelas partes, no período de aplicação da Carta de Intenção, será considerada informação confidencial, não sendo permitida a sua venda, comercialização ou publicação, incluindo fotocópias, reproduções ou meios eletrônicos; 7) cada uma das partes assumirá os custos e gastos relativos ao seu pessoal e demais tarefas necessárias para poder cumprir o propósito previsto na presente Carta de Intenção. Adicionalmente, a PDVSA e a PETROBRÁS aceitam exonerar-se mutuamente de responsabilidade ou indenização que possa ser derivada de qualquer perda de oportunidade, de negócios ou de benefícios atuais ou futuros; 8) a assinatura da Carta de Intenção não poderá ser entendida como uma maneira de formar ou constituir entidade legal, sociedade, comunidade, associação ou relação, contratual ou não, ou de caráter similar. A PDVSA e a PETROBRÁS serão consideradas entidades autônomas e independentes, sem nenhuma vinculação legal entre elas; 9) tal Carta de Intenção será regida e interpretada conforme as leis da República Bolivariana da Venezuela, e qualquer diferença que surja de sua interpretação ou aplicação será resolvida de maneira amigável e institucional pelas partes; e 10) as partes não poderão ceder a terceiros seus direitos ou compromissos derivados da carta de intenção; exceto quando se trate de empresas filiais<sup>32</sup>, com prévia autorização da PDVSA.

---

<sup>32</sup> Empresa filial, neste documento, significa qualquer companhia ou entidade legal que controle a, seja controlada por ou se encontre abaixo o controle comum de uma das partes. O controle significa a propriedade direta ou indireta de mais de 51% do capital social de uma companhia ou outra entidade legal.

- **Carta de Intenção entre Petróleos de Venezuela S.A. e PETROBRÁS para a Identificação de Oportunidades de Negócios em Matéria de Hidrocarbonetos em Campos Maduros**<sup>33</sup>

A Carta de Intenção entre Petróleos de Venezuela S.A. e PETROBRÁS para Identificação de Oportunidades de Negócios em Matéria de Hidrocarbonetos em Campos Maduros foi assinada pelo presidente da PDVSA, Rafael Ramírez e pelo presidente da PETROBRÁS, José Eduardo Dutra.

Os termos da Carta de Intenção são os seguintes: 1) as partes acordam sua intenção de identificar e valorar possíveis oportunidades de negócios em matéria de hidrocarbonetos, concretamente em campos maduros; 2) a PDVSA identificará e as partes avaliarão conjuntamente possíveis oportunidades de negócios em campos maduros. As oportunidades selecionadas serão submetidas à aprovação do Ministério de Energia e Petróleo da República Bolivariana da Venezuela; 3) todas as propostas de negócios, em aplicação do presente documento, deverão se ajustar à legislação venezuelana que regule a matéria de hidrocarbonetos e demais normas aplicáveis; 4) as partes constituirão, em forma conjunta, um grupo de trabalho para identificar e avaliar as oportunidades de negócio em campos maduros; 5) toda informação entregue e gerada pelas partes, no período de aplicação da Carta de Intenção, será considerada informação confidencial, não sendo permitida a sua venda, comercialização ou publicação, incluindo fotocópias, reproduções ou meios eletrônicos; 6) cada uma das partes assumirá os custos e gastos relativos ao seu pessoal e demais tarefas necessárias para poder cumprir o propósito previsto na presente carta de intenção. Adicionalmente, a PDVSA e a PETROBRÁS aceitam exonerar-se mutuamente de responsabilidade ou indenização que possa ser derivada de qualquer perda de oportunidade, de negócios ou de benefícios atuais ou futuros; 7) a assinatura da carta de intenção não poderá ser entendida como uma maneira de formar ou constituir entidade legal, sociedade, comunidade, associação ou relação, contratual ou não, ou de caráter similar. A PDVSA e a PETROBRÁS serão consideradas entidades autônomas e independentes, sem nenhuma vinculação legal entre elas; 8) tal Carta de Intenção será regida e interpretada conforme as leis da República Bolivariana da Venezuela, e qualquer diferença que surja de sua interpretação ou

---

<sup>33</sup> Tal carta de intenção encontra-se baseada no Acordo de Cooperação Energética entre a República Bolivariana da Venezuela e a República Federativa do Brasil firmado no dia 29 de outubro de 2004, na Ilha de Margarita, na 35ª Reunião de Ministros de Energia da OLADE e 34ª Reunião de Expertos.

aplicação será resolvida de maneira amigável e institucional pelas partes; e 9) as partes não poderão ceder a terceiros seus direitos ou compromissos derivados da Carta de Intenção; exceto quando se trate de empresas filiais, com prévia autorização da PDVSA.

- **Carta de Intenção entre Petróleos de Venezuela S.A. e PETROBRÁS para a Identificação de Oportunidades de Negócios em Matéria de Hidrocarbonetos no Golfo da Venezuela**<sup>34</sup>

A Carta de Intenção entre Petróleos de Venezuela S.A. e PETROBRÁS para Identificação de Oportunidades de Negócios em Matéria de Hidrocarbonetos no Golfo da Venezuela foi assinada pelo presidente da PDVSA, Rafael Ramírez e pelo presidente da PETROBRÁS, José Eduardo Dutra.

Os termos da Carta de Intenção são os seguintes: 1) as partes acordam sua intenção de identificar e valorar possíveis oportunidades de negócios em matéria de hidrocarbonetos, no Golfo da Venezuela; 2) dentro de 60 dias contínuos da assinatura da carta de intenção, a PETROBRÁS poderá adquirir um *Data Pack* que a PDVSA porá a sua disposição com dados geológicos e geofísicos, assim como toda a informação e documentação técnica necessária e pertinente para sua avaliação. O período de 60 dias poderá ser prorrogável automaticamente a menos que as partes declarem sua vontade de não estender tal período; 3) dentro de 4 meses contínuos seguintes a assinatura da Carta de Intenção a PETROBRÁS apresentará a sua avaliação sobre o Golfo da Venezuela e proporá para consideração da PDVSA um Programa de Trabalho e a entidade jurídica necessária para levar adiante as atividades. O período pode ser prorrogado de comum acordo com as partes; 4) todas as propostas de negócios, em aplicação do presente documento, deverão se ajustar à legislação venezuelana que regule a matéria de hidrocarbonetos e demais normas aplicáveis; 5) dentro do prazo de 4 meses contados a partir da entrega do programa de trabalho proposto pela PETROBRÁS, as partes prepararão os documentos necessários para submetê-los à aprovação do Ministério de Energia e Petróleo. Caso as partes continuem em negociação, o prazo de 4 meses será prorrogado por outro igual período de 4 meses; 6) toda informação entregue e gerada pelas partes, no período de aplicação da carta de

---

<sup>34</sup> Tal carta de intenção encontra-se baseada no Acordo de Cooperação Energética entre a República Bolivariana da Venezuela e a República Federativa do Brasil firmado no dia 29 de outubro de 2004, na Ilha de Margarita, na 35ª Reunião de Ministros de Energia da OLADE e 34ª Reunião de Expertos.



intenção, será considerada informação confidencial, não sendo permitida a sua venda, comercialização ou publicação, incluindo fotocópias, reproduções ou meios eletrônicos; 7) cada uma das partes assumirá os custos e gastos relativos ao seu pessoal e demais tarefas necessárias para poder cumprir o propósito previsto na presente Carta de Intenção. Adicionalmente, a PDVSA e a PETROBRÁS aceitam exonerar-se mutuamente de responsabilidade ou indenização que possa ser derivada de qualquer perda de oportunidade, de negócios ou de benefícios atuais ou futuros; 8) a assinatura da Carta de Intenção não poderá ser entendida como uma maneira de formar ou constituir entidade legal, sociedade, comunidade, associação ou relação, contratual ou não, ou de caráter similar. A PDVSA e a PETROBRÁS serão consideradas entidades autônomas e independentes, sem nenhuma vinculação legal entre elas; 9) tal Carta de Intenção será regida e interpretada conforme as leis da República Bolivariana da Venezuela, e qualquer diferença que surja de sua interpretação ou aplicação será resolvida de maneira amigável e institucional pelas partes; e 10) as partes não poderão ceder a terceiros seus direitos ou compromissos derivados da carta de intenção; exceto quando se trate de empresas filiais, com prévia autorização da PDVSA.

- **Memorando de Entendimento para a Colaboração Científica, Técnica e Capacitação de Pessoal entre Petrôleos de Venezuela S.A. e Petróleo Brasileiro S.A.**

O Memorando de Entendimento para a Colaboração Científica, Técnica e Capacitação de Pessoal entre PDVSA e PETROBRÁS foi assinado pelo presidente da PDVSA, Rafael Ramírez e pelo presidente da PETROBRÁS, José Eduardo Dutra. Neste memorando foi considerado que o desejo das partes era fomentar e desenvolver, respectivamente, as indústrias petrolíferas do Brasil e da Venezuela, uma vez que as mesmas reconheciam a importância que tem o setor petrolífero nas economias dos dois países. Desta forma, as partes decidiram pela cooperação mútua para incrementar a capacitação de seu respectivo pessoal.

Os pontos que foram considerados neste Memorando foram: 1) o objetivo do memorando é definir o marco geral de colaboração entre a PDVSA e a PETROBRÁS para a pesquisa, desenvolvimento científico, tecnológico e de recursos humanos, nas áreas de exploração, produção e refino de hidrocarbonetos; 2) as partes poderão promover sua colaboração nas seguintes áreas, quais seja, exploração, produção, refino, proteção do meio ambiente e segurança industrial, capacitação e documentação e informação científica e tecnológica. Assim,

as modalidades de cooperação entre a PDVSA e a PETROBRÁS podem ser classificadas em 4 categorias: a) cooperação científica, técnica e industrial; b) capacitação técnica; c) intercâmbio de informação científica e tecnológica; e d) prestação de serviços; 3) as partes estabelecerão um Comitê Coordenador, após 30 dias contínuos seguintes a assinatura do memorando, formado por dois representantes de cada uma das partes; 4) os membros do Comitê irão se reunir pelo menos uma vez por ano, alternativamente, na Venezuela e no Brasil, com o propósito de propor as áreas e os temas a serem desenvolvidos, formular os projetos e seus programas; 5) a presidência do Comitê será exercida alternativamente pelos representantes da PDVSA e da PETROBRÁS; 6) uma vez selecionados os projetos, serão criados grupos de trabalho integrados por especialistas designados pelas partes, para elaborar os Convênios Específicos de cada projeto; 7) os Convênios Específicos devem estabelecer os objetivos e definições técnicas do projeto, os programas de atividades e pressupostos, a participação das partes nos gastos e resultados, as patentes, a propriedade industrial, a transferência de tecnologia, os direitos e regime fiscal e a utilização da informação e disposições sobre confidencialidade; 8) a cooperação entre as partes incluirá a capacitação de pessoal, incluindo as visitas técnicas de especialistas a instalações das partes, a medida em que tais intercâmbios sejam compatíveis com a confidencialidade, os meios e as possibilidades das partes; 9) as condições financeiras referentes à colaboração da PDVSA e da PETROBRÁS serão definidas nos Convênios Específicos, os quais deverão sujeitar-se a leis, regulamentos e demais normas que regem às partes; 10) a PDVSA e a PETROBRÁS serão as únicas responsáveis das obrigações derivadas das disposições legais em matéria de trabalho, seguridade social e condições migratórias de seus respectivos empregados; 11) as partes resolverão amistosamente qualquer diferença de interpretação derivada do Memorando; 12) os acordos de cada uma das partes com terceiros não serão afetados pelo Memorando; todavia, as partes informarão uma a outra antecipação sobre os acordos com terceiros que possam interferir com as atividades planejadas nos Convênios Específicos; 13) cada parte compromete-se a não difundir, sem prévia autorização por escrito da outra parte, a informação científica, técnica e industrial recebida, nem utilizá-la para fins diferentes aos estabelecidos nos Convênios Específicos. As obrigações de confidencialidade permanecerão em vigor por um período de 20 anos contados a partir do término do memorando ou de cada Convênio Específico; 14) cada parte poderá em qualquer momento dar por terminado o memorando, mediante comunicação escrita dirigida a outra parte, pelo menos com 6 meses de antecedência; e 15) o Memorando, assim como

os direitos e obrigações derivados do mesmo, não poderá ser cedido a terceiros sem o consentimento prévio e escrito da outra parte. Esta limitação não é aplicada para as empresas filiais das partes.

- **Memorando de Entendimento para Considerar o Possível Desenvolvimento Conjunto do Projeto Mariscal Sucre<sup>35</sup>**

O Memorando de Entendimento para Considerar o Possível Desenvolvimento Conjunto do Projeto Mariscal Sucre foi assinado pelo presidente da PDVSA, Rafael Ramírez e pelo presidente da PETROBRÁS, José Eduardo Dutra.

Os pontos que foram considerados neste Memorando foram: 1) a PDVSA entregará à PETROBRÁS as informações, relativas ao Projeto Mariscal Sucre, de que disponha e seja de sua exclusiva propriedade. Após 30 dias da assinatura do Memorando, a PDVSA e a PETROBRÁS designarão as pessoas que integrarão as Comissões de Trabalho; 2) a partir da formação das Comissões de Trabalho e entrega das informações pertinentes, serão iniciadas as atividades, cujas diferentes opções formadas devem ser apresentadas ao Ministério de Energia e Petróleo da Venezuela, para sua consideração e avaliação; 3) toda a informação trocada e gerada pelas partes serão tratada como informação confidencial, não podendo ser vendida, cedida, comercializada, publicada ou de qualquer outra forma revelada a terceiros mediante fotocópias, reproduções ou meios eletrônicos; 4) cada uma das partes assumirá os custos e gastos relativos ao seu pessoal e demais tarefas necessárias para poder cumprir o propósito previsto no presente Memorando de Entendimento. Adicionalmente, a PDVSA e a PETROBRÁS aceitam exonerar-se mutuamente de responsabilidade ou indenização que possa ser derivada de qualquer perda de oportunidade, de negócios ou de benefícios atuais ou futuros; 5) dentro do prazo de 10 meses contados a partir da assinatura desse documento, as atividades previstas no mesmo deverão ser realizadas. Caso as partes continuem em negociação, o prazo de 10 meses será prorrogado por outros igual período de 10 meses; 6) a assinatura do memorando de entendimento não poderá ser entendida como uma maneira de formar ou constituir entidade legal, sociedade, comunidade, associação ou relação, contratual ou não, ou de caráter similar. A PDVSA e a PETROBRÁS serão consideradas

---

<sup>35</sup> Tal memorando de entendimento encontra-se baseada no Acordo de Cooperação Energética entre a República Bolivariana da Venezuela e a República Federativa do Brasil firmado no dia 29 de outubro de 2004, na Ilha de Margarita, na 35ª Reunião de Ministros de Energia da OLADE e 34ª Reunião de Expertos.

entidades autônomas e independentes, sem nenhuma vinculação legal entre elas; 7) tal memorando de entendimento será regido e interpretado conforme as leis da República Bolivariana da Venezuela, e qualquer diferença que surja de sua interpretação ou aplicação será resolvida de maneira amigável e institucional pelas partes; 8) as partes não poderão ceder a terceiros seus direitos ou compromissos derivados do Memorando de Entendimento; exceto quando se trate de empresas filiais, com prévia autorização da PDVSA; e 9) a PDVSA manterá a PETROBRÁS isenta de qualquer reclamação de terceiros relacionada com acordos celebrados anteriormente.

- **Memorando de Entendimento para o Desenvolvimento de um Projeto Conjunto na Faixa do Orinoco entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) e Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRÁS)**<sup>36</sup>

O Memorando de Entendimento para o Desenvolvimento de um Projeto Conjunto na Faixa do Orinoco entre Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) e Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRÁS) foi assinado pelo presidente da PDVSA, Rafael Ramírez e pelo presidente da PETROBRÁS, José Eduardo Dutra.

No caso específico da exploração e desenvolvimento do petróleo extra-pesado da Faixa do Orinoco, as partes manifestam sua disposição para chegar a acordos concretos, sempre de acordo com a legislação vigente na República Bolivariana da Venezuela. Para tanto, prevê-se a formação de uma Comissão de Trabalho entre a PDVSA e a PETROBRÁS, cujo objetivo é conceituar, definir e desenhar um projeto conjunto de exploração, desenvolvimento, produção e melhoramento do cru extra-pesado. Além disso, de um lado, a PETROBRÁS dispõe de tecnologia de ponta e dos recursos financeiros, técnicos e humanos requeridos para desenvolver o projeto e, de outro lado, a PDVSA está orientada a desenvolver o seu potencial de produção, dentro dos planos da nação no setor energético e seus próprios planos de investimento e desenvolvimento.

Os pontos que foram considerados neste Memorando foram: 1) após 30 dias da assinatura do Memorando, a PDVSA e a PETROBRÁS designarão as pessoas que integrarão a

---

<sup>36</sup> Tal memorando de entendimento encontra-se baseada no Acordo de Cooperação Energética entre a República Bolivariana da Venezuela e a República Federativa do Brasil firmado no dia 29 de outubro de 2004, na Ilha de Margarita, na 35ª Reunião de Ministros de Energia da OLADE e 34ª Reunião de Expertos.

Comissão de Trabalho; 2) a partir da formação da Comissão de Trabalho, serão iniciadas as atividades, cujas diferentes opções formadas devem ser apresentadas ao Ministério de Energia e Petróleo da Venezuela, para sua consideração e avaliação da Área de interesse para o projeto. Uma vez identificada a Área de interesse, a PDVSA disponibilizará à PETROBRÁS toda a informação e documentação técnica, legal e financeira necessária para a avaliação da Área, sendo estas informações e documentações consideradas como informação confidencial, sujeitas, conseqüentemente, ao correspondente Acordo de Confidencialidade; 3) cada uma das partes assumirá os custos e gastos relativos ao seu pessoal e demais tarefas necessárias para poder cumprir o propósito previsto na presente carta de intenção. Adicionalmente, a PDVSA e a PETROBRÁS aceitam exonerar-se mutuamente de responsabilidade ou indenização que possa ser derivada de qualquer perda de oportunidade, de negócios ou de benefícios atuais ou futuros; 4) o projeto deverá ser ajustado ao previsto na *Ley Orgánica de Hidrocarburos* e nas demais legislações aplicáveis. Tanto o projeto como o desenho da entidade jurídica executora do mesmo deverão ser submetidos à consideração do Ministério de Energia e Petróleo e da Assembléia Nacional da República Bolivariana da Venezuela; 5) dentro do prazo de 10 meses contados a partir da assinatura desse documento, as atividades previstas no mesmo deverão ser realizadas. Caso as partes continuem em negociação, o prazo de 10 meses será prorrogado por outro igual período de 10 meses; 6) a assinatura do Memorando de Entendimento não poderá ser entendida como uma maneira de formar ou constituir entidade legal, sociedade, comunidade, associação ou relação, contratual ou não, ou de caráter similar. A PDVSA e a PETROBRÁS serão consideradas entidades autônomas e independentes, sem nenhuma vinculação legal entre elas; 7) tal Memorando de Entendimento será regido e interpretado conforme as leis da República Bolivariana da Venezuela, e qualquer diferença que surja de sua interpretação ou aplicação será resolvida de maneira amigável e institucional pelas partes; 8) as partes não poderão ceder a terceiros seus direitos ou compromissos derivados do Memorando de Entendimento; exceto quando se trate de empresas filiais, com prévia autorização da PDVSA; e 9) as partes concordam que uma vez que seja aprovado por elas, poderão participar do projeto quaisquer outras empresas petrolíferas estatais.

## 5.5 – Considerações Conclusivas

A idéia de globalização, como foi visto, é muito ampla e pouco clara, abarcando assim várias ideologias e possibilitando o ser moldada de acordo com as teorias hegemônicas. Atualmente, apregoa-se que as economias dos países em desenvolvimento devem ajustar-se, modernizar-se, para que não percam o “bonde da história”. Entretanto, a tentativa de igualar os desiguais faz com que ocorra uma crescente marginalização dos países periféricos, identificada no pequeno percentual de investimento externo direto (IED) direcionado a tais países, a parca transferência de tecnologia dos países centrais para os periféricos e o “isolamento” no comércio mundial.

Observou-se, também, durante o Capítulo que as políticas macroeconômicas estabelecidas pelas instituições internacionais de crédito, ao impingir metas gerais para todos os países, não levou em consideração às peculiaridades nacionais. As políticas macroeconômicas estavam e estão direcionadas à obtenção de divisas para o pagamento das dívidas externas dos países; raramente, são elaboradas políticas industriais com base no planejamento determinativo. O resultado, como foi visto, foi um ínfimo crescimento econômico com aumento da taxa de desemprego e da fragilidade dos países periféricos quanto ao contexto internacional.

Neste contexto, o processo de integração Sul-Sul foi considerado uma estratégia de inserção dos países sul-americanos no contexto mundial mediante a formação de um Megaestado. Dentro deste processo, a integração energética torna-se fundamental pela possibilidade de complementaridade entre os países da região e, assim, aumento do seu poder de barganha.

As novas iniciativas de integração vieram dos acordos bilaterais, da renovação de tratados de integração já existentes (Mercado Comum Centro-Americano, Pacto Andino e Comunidade do Caribe) e da criação dos blocos sub-regionais (Mercosul). Tal processo, como foi acima mencionado, fortaleceria a região, melhorando a competitividade das suas exportações e reduziria os riscos provenientes de uma ampla liberalização do comércio mundial (pensa-se, aqui, no aspecto de abastecimento e provimento estratégico). No caso do *upstream*, os países da América do Sul deixariam de competir para a obtenção de investimentos externos através de um acordo de homogeneização das regras do *upstream* (*royalties*, impostos, contratos etc) que levaria em consideração as especificidades de cada país. Isto os fortaleceria e possibilitaria uma maior

retenção da renda petrolífera na região, uma vez que juntos Argentina, Brasil, Colômbia e Venezuela possuem 8,1% das reservas mundiais de petróleo.

Ainda no mundo das idéias, encontra-se a formação de uma empresa de petróleo da América do Sul (Petrosur) e, mais adiante, a Petroamérica. Hoje, porém, países como o Brasil e a Venezuela, estabelecem como prioridade de sua política externa o estabelecimento da integração regional, priorizando o setor de infra-estrutura e, dentro dele, o segmento de energia. Os documentos citados estão baseados nos Acordos de Cooperação firmados pelo Brasil e pela Venezuela, no ano de 2004, na 35ª Reunião de Ministros de Energia da OLADE. Assim, a integração regional nada mais é do que uma estratégia de inserção dos países da América do Sul, com maior poder de barganha e credibilidade, dada a insistência norte-americana na formação da ALCA. Ou seja, as negociações na base da ALCA seriam realizadas mediante a pessoa jurídica formada pela união dos países da América do Sul. Além, é claro, de ser uma estratégia de melhoria do abastecimento interno, mediante cooperação dos países integrados que, como foi visto, são complementares e, juntos, praticamente, auto-suficientes.

## CONCLUSÃO

O setor petrolífero, como foi visto durante a tese, representa um dos maiores e mais poderosos oligopólios de atuação mundial. O aspecto geopolítico de tal indústria esteve presente desde o momento em que a mesma passou a se desenvolver de forma integrada, verticalizada e internacionalizada, de acordo com o padrão estabelecido pela *Standard Oil*, deixando de ser apenas uma empresa norte-americana para se tornar uma empresa “global”. Até a década de 50, para se ter uma idéia da alta concentração de capital do setor, apenas sete empresas dominavam as atividades de exploração e de produção de petróleo: Royal Dutch Shell, Exxon, Texaco, Mobil, Chevron, Gulf, British Petroleum (Sete Irmãs) e a CPF (estatal francesa). Nessa época, no entanto, não existia a preocupação com o esgotamento dessa fonte energética e as *majors* ainda eram proprietárias de sua matéria-prima – petróleo.

Na década de 70, porém, a OPEP passa a ter destaque na indústria petrolífera e, adicionalmente, os países grandes produtores passam a nacionalizar suas indústrias, situação esta que deixou as *majors* extremamente preocupadas com o abastecimento da matéria-prima fundamental da sua indústria. Hoje, porém, as multinacionais voltaram a ganhar posições, devido, principalmente, à abertura do setor e à falta de tecnologia e de recursos de alguns países produtores.

Na década de 90, a escassez de reservas dos grandes oligopólios internacionais do setor petrolífero ficou tão evidente que, caso não obtivessem novas reservas, não poderiam se manter no mercado. Por esse motivo, o acesso a novas reservas, propiciado pela flexibilização dos monopólios em diversos países, foi uma das tentativas de reconquista das posições perdidas pelas multinacionais para a indústria nacionalizada dos países com grandes reservas provadas de petróleo. Já as estatais mais importantes do setor, para não perder as posições conquistadas, caminham para uma maior verticalização atuando, nos seus países de origem ou até mesmo nos países desenvolvidos, em áreas tais como refino, petroquímica e fertilizantes.

Nos países sul-americanos, as reformas setoriais conduziram a alterações na legislação petrolífera, quando não na própria Constituição Federal, definindo um marco institucional e regulatório facilitador da entrada de antigas e novas empresas no *upstream* como oportunidades de investimento para as *majors*, para as petrolíferas estatais européias privatizadas



e para as companhias independentes, desde formas variadas de flexibilização do instituto do monopólio estatal até a aquisição de ativos das petrolíferas estatais.

Neste contexto, os contratos para exploração e produção de petróleo, que eram em alguns países proibidos por lei, tornaram-se fundamentais no novo ambiente de abertura. Existem atualmente duas figuras jurídicas que caracterizam as relações contratuais do *upstream*: os contratos de concessão; e os contratos de serviço/trabalho, incluindo acordos de partilha de produção. Os principais pontos de diferenciação dos contratos são a propriedade dos recursos minerais e a forma de pagamento dos contratados (*cash* ou *cru*).

Dos quatro países estudados (Argentina, Brasil, Colômbia e Venezuela) somente a Venezuela de Hugo Chávez não permite os contratos de concessão para exploração e produção e, também, a associação minoritária da estatal PDVSA em convênios/contratos de E&P. O problema identificado, de acordo com a idéia de caráter estratégico para o desenvolvimento interno das economias, é que o contrato de concessão permite a propriedade privada de recursos minerais. Ou seja, na maioria dos países, o governo possui a propriedade de todos os recursos minerais, mas mediante contratos de concessão transfere a propriedade dos minerais para as companhias petrolíferas em caso de produção, obrigando-a, somente, ao pagamento de *royalties* e impostos.

Assim, o tipo de contrato do segmento *upstream* é muito importante para o desenvolvimento das economias regionais. O modelo de reestruturação da década de 1990 teve um esgotamento precoce, uma vez que foram identificadas várias crises de abastecimento de energia (Brasil – 2001/2002 e Argentina – 2003/2004). No caso colombiano, a queda assustadora no nível de reservas e o aumento contraditório do volume de exportações de *cru* mostram a falta de uma política de longo prazo para o setor.

A importância do setor de hidrocarbonetos, apesar dos incentivos às fontes alternativas de energia, ainda é muito evidente. As projeções do cenário de referência do EIA/DOE (2004) indicam que, em 2025, o petróleo e o gás natural juntos corresponderão a aproximadamente 60% do consumo mundial de energia. A participação do Oriente Médio (2/3 das reservas mundiais provadas de hidrocarbonetos líquidos) na produção mundial de petróleo aumentará, juntamente com o aumento do consumo dos países industrializados (setor de transporte) e dos países em desenvolvimento, especialmente, a China e a Índia. Ou seja, os fatores geopolíticos tendem a ter cada vez maior importância e as políticas públicas terão o seu

papel incrementado. Nesta situação, confirma-se a tese da necessidade do fortalecimento do papel do Estado e, dentro deste contexto, da integração regional da América do Sul como opção estratégica de obtenção e controle maior de reservas e rendas petrolíferas. Principalmente, por ser a idéia de globalização, como foi visto, muito ampla e pouco clara, abarcando assim várias ideologias e possibilitando o ser moldada de acordo com as teorias hegemônicas.

Atualmente, apregoa-se que as economias dos países em desenvolvimento devem ajustar-se, modernizar-se, para que não percam o “bonde da história”. Entretanto, a tentativa de igualar os desiguais faz com que ocorra uma crescente marginalização dos países periféricos, identificada no pequeno percentual de investimento externo direto (IED) direcionado a tais países, a parca transferência de tecnologia dos países centrais para os periféricos e o “isolamento” no comércio mundial. Tal marginalização é evidenciada com os constantes desequilíbrios macroeconômicos e sociais dos países periféricos, proporcionada pelo estabelecimento de metas irrealistas de estabilização da moeda e de obtenção de divisas para o pagamento da dívida externa, impingidas pelas instituições internacionais de crédito.

Para que os países sul-americanos saiam desta inércia negativa, sugeriu-se, nesta tese, em conformidade com as prioridades das políticas externas de dois países da América do Sul (Brasil e Venezuela), o processo de integração Sul-Sul, considerado uma estratégia de inserção dos países sul-americanos no contexto mundial, mediante a formação de um Megaestado. Dentro deste processo, a integração energética regional torna-se fundamental, principalmente, pela possibilidade de complementaridade entre os países da região. Tal processo, como foi acima mencionado, fortaleceria a região, melhorando a competitividade das suas exportações e reduziria os riscos provenientes de uma ampla liberalização do comércio mundial (pensa-se, aqui, no aspecto de abastecimento e provimento estratégico). No caso do *upstream*, os países da América do Sul deixariam de competir para a obtenção de investimentos externos através de um acordo de homogeneização das regras do *upstream* (*royalties*, impostos, contratos etc) que levaria em consideração as especificidades de cada país. Isto os fortaleceria e possibilitaria uma maior retenção da renda petrolífera na região, uma vez que juntos Argentina, Brasil, Colômbia e Venezuela possuem 8,1% das reservas mundiais de petróleo.

Ainda no mundo das idéias, como foi visto, encontra-se a formação de uma empresa de petróleo da América do Sul (Petrosur) e, mais adiante, a Petroamérica. Hoje, porém, países como o Brasil e a Venezuela, estabelecem como prioridade de sua política externa o

estabelecimento da integração regional, priorizando o setor de infra-estrutura e, dentro dele, o segmento de energia. Os documentos citados estão baseados nos Acordos de Cooperação firmados pelo Brasil e pela Venezuela, no ano de 2004, na 35ª Reunião de Ministros de Energia da OLADE. Assim, a integração regional nada mais é do que uma estratégia de inserção dos países da América do Sul, com maior poder de barganha e credibilidade, dada a insistência norteamericana na formação da ALCA. Ou seja, as negociações na base da ALCA seriam realizadas mediante a pessoa jurídica formada pela união dos países da América do Sul. Além, é claro, de ser uma estratégia de melhoria do abastecimento interno, mediante cooperação dos países integrados que, como foi visto, são complementares e, juntos, praticamente, auto-suficientes.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABIN, Carlos. El Mercosur ante Ouro Petro II: Hacia un Nuevo Formato de Integración Regional. In: *RedTercer Mundo*. Nº 157-158, Novembro-Dezembro de 2004.
- ABRANCHES, Sérgio Henrique Hudson de. Reforma Regulatória: Conceitos, Experiências e Recomendações. In: *Revista do Serviço Público*. Ano 50, nº 2. Brasília, Abr-Jun de 1999. pp. 19-50.
- ABREU, Yolanda Vieira de. *A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Questões e Perspectivas*. São Paulo: USP, 1999. (Dissertação de Mestrado em Energia).
- ADELMAN, M.A.. World Oil Production & Prices 1947 –2000. In: *Quarterly Review of Economics and Finance*. Nº 42 (2), 2002. pp. 169-191.
- ADELMAN, M.A.. Comment on R.W. Bentley “Global Oil & Gas Depletion”, *Energy Policy* nº 30, 2002. pp. 189-205. In: *Energy Policy*. Nº 31 (4), 2003. pp. 389-390.
- A DISPUTA dos recursos naturais. *Cadernos do Terceiro Mundo*. Rio de Janeiro: Terceiro Mundo, nº 187, Julho de 1995.
- AEPET. *Argentina: Neoliberalismo e Privatizações da YPF e da Gas del Estado*. Abril de 1995.
- ALADI (Associação Latino-americana de Integração). In: [www.aladi.org](http://www.aladi.org).
- ALBUQUERQUE, Izabela Saboya de. *A Privatização da Indústria de Petróleo Argentina: Lições para o Caso Brasileiro*. Rio de Janeiro: PUC, Novembro de 1993. Monografia (Final de Curso em Economia).
- ALDEMAN, M. A. OPEC at Thirty Years: What Have we Learned? In: *Annual Reviews Energy*. Nº 15, 1990.
- ALEGRETT, Eduardo E. “La Energía: Motor de Integración Brasil-Venezuela”. In: [www.analitica.com](http://www.analitica.com).
- ALMEIDA, Fernando Antônio Galvão de. “Os 40 anos da PETROBRÁS”. In: *Conjuntura Econômica*. Rio de Janeiro: FGV, vol. 47, nº 10, Outubro de 1993.
- ALMEIDA, Mário de. “Que Rockefeller sirva como inspiração”. In: *Exame*, São Paulo: Abril, ano 26, nº 23, ed. 570, 09 de Novembro de 1994. pp. 126-127.
- ALMEIDA FILHO, Niemeyer. *O Desenvolvimento da América Latina na Perspectiva da Cepal dos anos 90: Correção de Rumos ou Mudança de Concepção?* Uberlândia (MG), Mimeo.
- ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *Energia no Brasil dos Anos 90: Notas Exploratórias*, V Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1990.

- ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *Os Desbravadores: A PETROBRÁS e a Construção do Brasil Industrial*. Rio de Janeiro: Relume Dumará: ANPOCS, 1994.
- ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *Organização Regulatória da Indústria Brasileira do Petróleo*. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, Agosto de 1998. (Relatório Final de Pesquisa IE/UFRJ – MARE/CAPES/FINEP/CNPq).
- ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *Estatais Petrolíferas Latino-americanas no Século XX: um Complexo Heterogêneo de Trajetórias de um Capitalismo de Intervenção Estatal Frágil. Anais do IV Congresso Brasileiro de História Econômica e 5ª Conferência Internacional de História das Empresas*. Curitiba (Paraná), 1999.
- ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *Papel do Estado na Evolução da Regulação*. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, Junho de 2001.
- ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *Reforma de Energia e Desenvolvimento no Brasil*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 29 de Outubro de 2002. (Draft de Palestra na PETROBRÁS).
- ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *Evolução da Indústria de Petróleo: Nascimento e Desenvolvimento*. Rio de Janeiro: COPPEAD-IE/UFRJ, 2003a. (Mimeo).
- ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *Evolução da Indústria de Petróleo: Rumos e Perspectivas*. Rio de Janeiro: COPPEAD-IE/UFRJ, 2003a’.
- ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *Fundamentos de Economia do Petróleo*. Rio de Janeiro: COPPEAD-IE/UFRJ, 2003b. (mimeo).
- ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *Reestruturação Petrolífera no Brasil e América do Sul*. Rio de Janeiro: COPPEAD-IE/UFRJ, Janeiro de 2003c. (Mimeo).
- ALVEAL CONTRERAS, Carmen. 50 Anos da PETROBRÁS: o Triunfo do Potencial Brasileiro. In: *Boletim Infopetro*. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, Outubro de 2003d.
- ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *A Modernização Dependente da Reforma Energética Brasileira*. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, s/d. (Mimeo).
- ALVEAL CONTRERAS, Carmen & PINTO JÚNIOR, Helder. *A Cooperação Inter-Firmas na Indústria Petrolífera Mundial. Texto para Discussão nº 382*. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 1996.
- ALVIM, Carlos Feu & FERREIRA, Omar Campos. *A Depleção do Petróleo. Seminário Futuro do Álcool num Cenário de Livre Mercado*. São Paulo, Associação Brasileira de Engenharia Automotiva (AEA), 10 de Junho de 1997.
- ANDERSON, Pery. “Balanço do neoliberalismo”. In: *Pós-Neoliberalismo: As Políticas Sociais e o Estado Democrático*. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1995.

- ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos: Materialización de una Nueva Política Hidrocarburífera. In: *Boletín de Prensa*. Bogotá (Colômbia): ANH, 27 de Maio de 2004.
- ANH. *Agencia Nacional de Hidrocarburos*. Bogotá (Colômbia): ANH, 27 de Maio de 2004. (Apresentação).
- ANH. *Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos*. Bogotá (Colômbia): ANH, 2004.
- ANP. *Vários Documentos*. In: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br).
- ANP. *Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural*. Rio de Janeiro: ANP, 2004.
- ANP. Petróleo traz Benefícios para o País. *Brasil Energia*. Nº 287, Outubro de 2004. Informe Técnico.
- A PETROBRÁS com medo da concorrência. In: *Veja*. São Paulo: Abril, ano 27, nº 13, ed. 1333, 30 de Março de 1994. pp. 70-79.
- ARAÚJO, João Lizardo & GHIRARDI, André. Substituição de derivados do petróleo no Brasil: questões urgentes. *Pesquisa e Planejamento Econômico*. Rio de Janeiro: IPEA. Vol. 16, nº 3. Dezembro de 1986.
- ARAÚJO, João Lizardo R. H. de. Regulação de Monopólios e Mercados: Questões Básicas. In: *I Seminário Nacional do Núcleo de Economia da Infraestrutura*. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 24-25 de Julho de 1997.
- ARAÚJO, Vinícius de Carvalho. A Conceituação de Governabilidade e Governança, da sua Relação entre si e com o Conjunto da Reforma do Estado e do seu Aparelho. In: *ENAP – Texto para Discussão nº 45*. Brasília: ENAP, 2002.
- ASEMBLEA NACIONAL. Decreto 1.510 com Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos. *Serie Informes*. Caracas (Venezuela), 2001.
- AYOUB, Antoine. Le Pétrole: Économie et Politique. In: *Revue de l'Énergie*. Nº 458, Maio de 1994.
- BADELL, GRAU & DE GRAZIA. Consideraciones Generales en Torno al Régimen Transitorio Derivado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos. *Opiniones de Interés*. (Mimeo).
- BANCO MUNDIAL. Relatório Sobre desenvolvimento Mundial – Infra-estrutura para o desenvolvimento. Banco Mundial, Edição Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 1994.

- BARBOSA, Alfredo Ruy. Breve Panorama dos Contratos no Setor de Petróleo. *Jus Navigandi* n° 55. Março de 2002. In: [www1.jus.com.br](http://www1.jus.com.br).
- BARRERO, Nicolas Borda. El Marco Legal Del Upstream de Hidrocarburos en Latinoamérica. S/d. (Mimeo).
- BARROS, Guilherme. “Se de repente...”. In: *Exame*. São Paulo: Abril ano 26, n° 23, ed. 570, 09 Novembro de 1994. pp. 121-125.
- BARROSO, Luís Roberto. Agências reguladoras. Constituição, transformações do Estado e legitimidade. In: *JusNavegandi*. N° 59. Teresina, Outubro de 2002. [www.jusnavegandi.com.br](http://www.jusnavegandi.com.br).
- BATISTA, Paulo Nogueira et. al. *Em Defesa do Interesse Nacional*. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1994.
- BELCHIOR, Fátima. “PETROBRÁS passará a pagar o imposto de renda com o fim do monopólio”. In: *Gazeta Mercantil*. São Paulo. 05 de Março de 1996. Caderno Nacional, p. 5.
- BEN. In: [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br).
- BENSAÏD, Bernard & SAGARY, Corinne. Activité et Marchés en Exploration-production. In: *Panorama 2005*. In: [www.ifp.fr](http://www.ifp.fr).
- BICANIC, Ivo, GLICOROV, Vladimir & KRASSTEV, Ivan. *State, Public Sector and Development*. s/d. (Mimeo).
- BIELECKI, J.. Energy security: is the wolf at the door? In: *The Quarterly Review of Economics and Finance*. N° 42 (2), 2002. pp. 235-250.
- BLANCHARD, Roger. *The Impact of Declining Major North Sea Oil Fields upon North Sea Production*. In: <http://www.hubbartpeak.com/blanchard>, 2000.
- BNDES. *Vários Documentos*. In: [www.bndes.gov.br](http://www.bndes.gov.br).
- BNDES. In: [www.bndes.gov.br/privatizacao/resultados/historico/history.asp](http://www.bndes.gov.br/privatizacao/resultados/historico/history.asp).
- BNDES. *Privatizações no Brasil – 1991-2001*. Rio de Janeiro: BNDES, Julho de 2001.
- BOEKER, Paul H. *Transformações na América Latina: privatização, investimento estrangeiro e crescimento*. Rio de Janeiro: Jorge Zahar, 1995.
- BORGES, Ilia Freire Fernandes & CASTRO, Lydia Maria Cruz de. A ANP e sua função reguladora da indústria petrolífera. In: *2º Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás*. Rio de Janeiro, Junho de 2003.

- BOSCHI, Renato Raul & DINIZ, Eli. Burocracia, Clientela e Relações de Poder: um modelo teórico. In: *Dados*. Nº 17, 1978.
- BOUSSENA, Sadek. Prix du Pétrole et Stratégies de l'OPEP. In: *Revue de l'Énergie*. Nº 458, Maio de 1994.
- BP-Statistical – 2004.
- BP. In: [www.bp.com](http://www.bp.com).
- BRAMATI, Daniel. “Governo acelera tramitação da emenda do petróleo”. In: *Folha de São Paulo*. São Paulo, 31 de Março de 1995. Caderno Brasil, p. 5.
- BRASIL. Ministério da Administração Federal e Reforma do Estado. A Reforma do Aparelho do Estado e as Mudanças Constitucionais: Síntese e Respostas a Dúvidas mais Comuns. In: *Cadernos MARE da Reforma do Estado, nº 6*. Brasília MARE, 1997.
- BRESSER PEREIRA, Luiz Carlos. A Reforma do Estado nos anos 90: Lógica e Mecanismos de Controle. In: *Cadernos MARE da Reforma do Estado*. Vol.1. Brasília: Ministério da Administração Federal e Reforma do Estado, 1997.
- BRESSER PEREIRA, Luiz Carlos. Reconstruindo um Novo Estado na América Latina. In: *ENAP – Texto para Discussão nº 24*. Brasília: ENAP, Março de 1998.
- BRESSER PEREIRA, Luiz Carlos. A Reforma do Aparelho do Estado e a Constituição Brasileira. In: *ENAP – Texto para Discussão nº 1*. Brasília: ENAP, Julho de 2001a.
- BRESSER PEREIRA, Luiz Carlos. A Administração Pública Gerencial: Estratégia e Estrutura para um Novo Estado. In: *ENAP – Texto para Discussão nº 9*. Brasília: ENAP, Outubro de 2001b.
- BRESSER PEREIRA, Luiz Carlos. Reforma da Nova Gestão Pública: Agora na Agenda da América Latina, no entanto.... In: *Revista do Serviço Público*. Ano 53, nº 1. Brasília, Jan-Mar de 2002. pp. 5-27.
- BRITAIN, Samuel. The Economic Contradictions of Democracy. In: *British Journal of Political Science*. Nº V, 1975. pp. 129-160.
- BUCHÉB, José Alberto. *A Arbitragem Internacional nos Contratos da Indústria do Petróleo*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2002.
- BUENO, Ricardo. *A Farsa do Petróleo: Por Que Querem Destruir a PETROBRÁS*. Rio de Janeiro: Vozes, 1980.
- BUENO, Ricardo. *PETROBRÁS, uma Batalha Contra a Desinformação e o Preconceito*. Rio de Janeiro: Editora Anais, 1994.



- CADERNOS do Terceiro Mundo, “A disputa dos recursos naturais”. Rio de Janeiro: Terceiro Mundo, nº 187, Julho de 1995, pp. 7-8.
- CALLONI, Stella. Petróleo, Razón Clave de la Conspiración de Medio y Empresarios Contra Hugo Chávez. *La Jornada*. México, 26 de Setembro de 2002. In: [www.jornada.unam.mx](http://www.jornada.unam.mx).
- CAMPADÓNICO, Humberto. Reformas e Inversión en la Industria de Hidrocarburos de América Latina. In: *Serie Recursos Naturales e Infraestructura*. Nº 78. Santiago (Chile): CEPAL, Outubro de 2004.
- CAMPBELL, Colin J. & LAHERRÈRE, Jean H. *The End of Cheap Oil, Scientific American*. Março de 1998. pp. 78-83.
- CAMPBELL, Colin J.. *Forecasting global oil supply 2000-2050*. 2002.
- CAMPOS, Adriana Fiorotti & TRASPADINI, Roberta Sperandio. O Papel do Estado no Desenvolvimento das Economias Periféricas: Um Estudo Sobre o Caso Brasileiro. In: *Revista Interface*. Ano II, nº 4. Vitória (ES), Novembro de 1998. pp. 119-131.
- CAMPOS, Adriana Fiorotti. *PETROBRÁS: a caminho da privatização? (A quebra do monopólio estatal e suas implicações)*. Vitória: UFES, Dezembro de 1998. (Dissertação de Mestrado em Economia).
- CAMPOS, Adriana Fiorotti. O Processo de Abertura do Setor Petrolífero na América Latina: os casos da Argentina, Bolívia e Chile. In: *2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás*. Junho de 2003.
- CAMPOS, Adriana Fiorotti & ALVEAL CONTRERAS, Carmen. Reforma Petrolífera na América do Sul: política pública, capital privado e integração energética. In: *IV Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*. Itajubá (MG-BR), 2004.
- CANO, Wilson. *Soberania e Política Econômica na América Latina*. São Paulo: Editora UNESP, 2000.
- CANUTO, Octaviano. Regular para que? - Com o setor do Petróleo, completa-se Esboço do Novo marco de Regulação da Concorrência. *Conjuntura Econômica, Economia Industrial*. Estado de São Paulo. São Paulo, 10 de março de 1998.
- CARDOSO, Fernando Henrique. Las Contradicciones del Desarrollo Asociado. In: *Conferência Internacional sobre “Sociologia del Desarrollo: dependencia y estructuras de poder”*. Berlim: Fundación Alemana para el Desarrollo Internacional, 1973.
- CARDOSO, Fernando Henrique. Desenvolvimento Capitalista e Estado: bases e alternativas. In: MARTINS, Carlos Estêvão. (org.). *Estado e Capitalismo no Brasil*. São Paulo: Hucitec-Cebrap, 1977.

- CARDOSO, Fernando Henrique. *Mãos à obra, Brasil* (Proposta de Governo). Brasília, 1994.
- CARDOSO, Fernando Henrique & FALETTO, Enzo. *Dependência e Desenvolvimento na América Latina*. Rio de Janeiro: Zahar, 1970.
- CARDOSO, Fernando Henrique & FALETTO, Enzo. Repensando Dependência e Desenvolvimento na América Latina. In: SORJ, B., CARDOSO, F.H. & FONT, M. (orgs.). *Economia e Movimentos Sociais na América Latina*. São Paulo: Brasiliense, 1985.
- CARNOY, M. *Estado e economia política*. 4. ed. Campinas: Papirus, 1994.
- CARVALHO, Elaine de. *Hayek e Friedman e as Origens do Neoliberalismo*. In: [www.anpuhes.hpg.ig.com.br/ensaio11.htm](http://www.anpuhes.hpg.ig.com.br/ensaio11.htm).
- CASTELLS, Manuel. Globalización, Identidad y Estado en América Latina. *Temas de Desarrollo Humano*. Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), 1999.
- CASTRO FILHO, Raimundo de Araújo & DIAS, José Luciano. *PETROBRÁS*. In: [http://www.cpdoc.fgv.br/dhbb/verbetes\\_htm/6293\\_8.asp](http://www.cpdoc.fgv.br/dhbb/verbetes_htm/6293_8.asp).
- CAVALCANTE, Amanda Barcellos. Direitos do proprietário da terra na exploração e produção do petróleo e gás. In: *2º Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás*. Rio de Janeiro, Junho de 2003.
- CAWSON, Alan. Introduction. Varieties of Corporatism: the importance of the meso-level of interest intermediation. In: CAWSON, Alan (org.). *Organized Interest and the State*. Londres: SAGE Publications, 1985.
- CEPAL. *Balance Preliminar de las Economías de América Latina y el Caribe – 2003-2004*. Santiago (Chile): CEPAL, 2005.
- CHESNAIS, François. *A Mundialização do Capital*. São Paulo: Xamã, 1996.
- CHIAVENATO, Julio José. *A Guerra do Chaco (leia-se petróleo)*. 3ª Edição. São Paulo: Brasiliense, 1980.
- CHUDNOVSKY, Daniel & LÓPEZ, Andrés. Las Empresas Multinacionales de América Latina. Características, Evolución y Perspectivas. In: *Revista Boletín Techint*. Buenos Aires (Argentina), Abril-Junho de 1999.
- CLÔ, Alberto. *Oil Economics and Policy*. Boston/London: Kluwer Academic Publishers, 2000.
- COELHO, Edmundo C. O Mito da Estrutura e a Retórica da Racionalidade. In: *Anais da 4ª Reunião Nacional da ANPAD*. 1980.

- COELHO, Moêma. Quem Tem Medo da PETROBRÁS? *Brasil Energia*. Nº 287, Outubro de 2004. Óleo&Gás.
- COIMBRA, Márcio Chalegre. O Direito Regulatório Brasileiro. In: *Jus Navigandi*. Ano 5, nº 51. Outubro de 2001.
- COIMBRA, Márcio Chalegre. O Estado Regulador. In: *JusNavegandi*. Nº 46. Teresina, Maio de 2000. [www.jusnavegandi.com.br](http://www.jusnavegandi.com.br).
- COIMBRA, Márcio Chalegre. Concorrência: uma nova agência. In: *JusNavegandi*. Nº 50. Teresina, Abril de 2001. [www.jusnavegandi.com.br](http://www.jusnavegandi.com.br).
- CONGRESO DE LA REPUBLICA. *Acuerdo que Autoriza la Celebración de los Convenios de Asociación para la Exploración a Riesgo de Nuevas Áreas y la Producción de Hidrocarburos Bajo el Esquema de Ganancias Compartidas*. Caracas (Venezuela): Gaceta Oficial nº 35754, 17 de Julho de 1995.
- CONSTITUIÇÃO: República Federativa do Brasil, Brasília: Centro Gráfico do Senado Federal, 1998.
- CONTRATO DE ASOCIACIÓN “MODELO 2000”. In: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co).
- CORDESMAN, Antony. *Geopolitics and Energy in the Middle East*. Washington, D.C.: Center for Strategic and International Studies, 1999.
- COSTA, Darc Antonio da Luz. *Um Discurso de Estratégia Nacional: A Cooperação Sul-Americana como Caminho para a Inserção Internacional do Brasil*. Rio de Janeiro: Engenharia de Produção/COPPE/UFRJ, Agosto de 1999. (Tese de Doutorado em Ciências em Engenharia de Produção).
- COSTA E SILVA, Paulo Roberto. *Integração Sul-Americana*. S/d.
- COUTINHO, Luciano G. e Ferraz, João Carlos. *Estudo da Competividade da Indústria Brasileira*. Campinas: UNICAMP, 1994.
- COUTINHO, Luciano. Petróleo: questão de interesse nacional. *Folha de São Paulo*. São Paulo em 12/04/98.
- CROZIER, Michel & FRIEDBERG, Erhard. *L' Acteur et le Système*. Paris, Éditions du Seuil, 1977.
- DAMILL, Mário, PANELLI, José Maria e FRENKEL, Roberto. De México a México: el desempeño de América Latina en los 90. *Revista de Economía Política*. Vol. 16, nº 4 (64), Outubro - Dezembro de 1996.
- DANE (Departamento Administrativo Nacional de Estadística). 2004. In: [www.dane.gov.co](http://www.dane.gov.co).

- DAVIDOFF CRUZ, P. Notas sobre o endividamento externo brasileiro nos anos setenta. BELUZZO, L. G. & COUTINHO, R. (org.). *Desenvolvimento Capitalista no Brasil: ensaios sobre a crise*. São Paulo: Brasiliense, v. 1, 1982.
- DAVIDOFF CRUZ, Paulo. *Endividamento Externo e Transferência de Recursos Reais ao Exterior: os setores público e privado na crise dos anos oitenta*. Campinas: UNICAMP. Mimeo, 1992.
- DRAIBE, Sônia. *Rumos e Metamorfoses - um estudo sobre a constituição do Estado e as alternativas da industrialização no Brasil, 1930-1960*. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1985.
- DECRETO-LEI Nº 538/38. *Nacionaliza a indústria de refino (petróleo importado e produção nacional) e cria o Conselho Nacional do Petróleo*. Brasil, 1938.
- DECRETO Nº 1316/69. *Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos*. Caracas (Venezuela): Ministerio de Minas e Hidrocarburos, 13 de fevereiro de 1969.
- DECRETO Nº 2.455/98. Ministério de Minas e Energia, Brasília, 14 de Janeiro de 1998.
- DECRETO Nº 840/00. *Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos*. Caracas (Venezuela): Gaceta Oficial nº 5471 – Extraordinario, 5 de Junho de 2000.
- DECRETO Nº 1.510/01. *Decreto com Fuerza de Ley Organica de Hidrocarburos*. Caracas (Venezuela): Gaceta Oficial nº 37323, 13 de Novembro de 2001.
- DECRETO Nº 1760/03. *Se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A.* Bogotá (Colômbia): Ministerio de Minas y Energía, 26 de Junho de 2003.
- DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. *El Salto Social. Bases para el Plan Nacional de Desarrollo 1994-1998*. Bogotá (Colômbia): Presidente de la República, 1994.
- DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. *El Salto Social. Bases para el Plan Nacional de Desarrollo 1998-2002*. Bogotá (Colômbia): Presidente de la República, 1999.
- DOW JONES. *Nueva Ley Hidrocarburos de Venezuela Entra en Vigencia*. Nova York: Dow Jones, 2 de Janeiro de 2002.
- DINIZ, Eli. *Empresariado Industrial e Estratégias de Desenvolvimento: Dilemas do Capitalismo Brasileiro*. Rio de Janeiro: UFRJ, s/d. (Mimeo).
- DRAIBE, Sônia. *Rumos e metamorfoses: Estado e industrialização no Brasil: 1930 a 1960*. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1985.
- DUARTE, Alberto Tovar, H., Víctor Eduardo Pérez, CRUZ, Víctor Julio Torres. *La Contratación Petrolera*. In: *Carta Petrolera Especial 50 Años*. [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co).
- ECHAVARRIA, Jorge Alberto Uribe. *Working Towards a Secure Colombia*. Bogotá (Colômbia): Ministério da Defesa Nacional, Março de 2004. (Apresentação).

- ECONOMIST INTELLIGENCE UNIT. Bolívia quer Tornar Lei do Petróleo Retroativa. 13 de Setembro de 2004. In: [www.aesetorial.com.br](http://www.aesetorial.com.br).
- ECOPETROL. *Contrato de Asociación “Modelo 2000”*. Bogotá (Colômbia): Ecopetrol, 2000.
- ECOPETROL. In: *Vários Documentos*. [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co).
- EIA/DOE. In: [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov).
- EIA/DOE. *Country Analysis Brief: Venezuela*. Washington, D.C.: EIA/DOE, 2004.
- EIA/DOE. *International Energy Outlook [World Oil Market]*. Washington, D.C.: EIA/DOE, 2004.
- EIA/DOE. *World Oil Market and Oil Price Chronologies: 1970-2003*. Washington, D.C.: EIA/DOE, Março de 2004.
- EL ORO NEGRO: EL PETROLEO. In: [www.cipca.org.pe/cipa/webir/contenido/Mineria1.htm](http://www.cipca.org.pe/cipa/webir/contenido/Mineria1.htm).
- ERA uma vez o monopólio da PETROBRÁS. In: *Veja*. São Paulo, nº 24, junho 1995. pp. 30-33.
- ESCHAVARRIA, Jorge Alberto Uribe. *Working Towards a Secure Colombia*. Colômbia: Ministério da Defesa Nacional, 10 de Março de 2004. (Apresentação).
- ESCOLA SUPERIOR DE GUERRA. Monopólio Estatal do Petróleo. In: *ANAIS do primeiro ciclo nacional dos temas estratégicos*. Rio de Janeiro, Março de 1994. pp. 3 -37.
- ESCOLA SUPERIOR DE GUERRA. PETROBRÁS: *Missão e Atuação*. Rio de Janeiro. pp. 41-75.
- EVANS, Peter. *A Tríplice Aliança*. 2ª ed. Rio de Janeiro: Zahar, 1982.
- EVANS, Peter. Class, State na Dependence in East Asia; lessons for latinoamericanists. In: DEYO, F.C. (org.). *The Political Economy of New Asian Industrialism*. Ithaca e Londres: Cornell University Press, 1987.
- FANTINI, José. “Abertura ou fechamento do setor petrolífero: uma grave questão”. In: BATISTA, Paulo Nogueira (org). *Em defesa do interesse nacional*. Rio de janeiro: Paz e Terra, 1995.
- FANTINI, José. Abertura ou Fechamento do Setor Petróleo. *Revista Brasileira de Emergia*. Vol. 3, nº 1, ano 1993.

- FARIAS, Pedro César Lima de & RIBEIRO, Sheila Maria Reis. Regulação e os Novos Modelos de Gestão no Brasil. In: *Revista do Serviço Público*. Ano 53, nº 3. Brasília, Jul-Set de 2002. pp. 75-90.
- FAUSTO, Boris. *A Revolução de 1930*. 13ª ed. São Paulo: Brasiliense, 1991.
- FAVENNEC, Jean-Pierre. Petroleum Geopolitics at the dawn of the 21<sup>st</sup> century. In: *Les Cahiers de l'économie*. Nº 52. Paris: Institut Français du Pétrole, 2003.
- FELÍCIO, César. “Lei do petróleo passa no senado”. In: *Gazeta Mercantil*. São Paulo, 17 de Julho de 1997. p. A-13.
- FERNANDES, E.S.L., SILVEIRA, J.P. *A Reforma do Setor Petrolífero na América Latina: Argentina, México e Venezuela*. Rio de Janeiro: ANP, mar., 1999.
- FERNÁNDEZ, Adriana Del P. Sánchez & DÍAZ, Juan Carlos Alzate. *Hacia una Política Petrolera de Estado*. Bogotá (Colômbia): Universidad Industrial de Santander/Centro de Estudios Avanzados, Junho de 2000. (Monografia de Especialização em Gerência de Hidrocarbonetos).
- FERNANDÉZ, Eloi Fernández y & COUTINHO, Guilherme. Petróleo e Despesa Pública. *O Globo*, 5 de Abril de 2002.
- FERRARI, Livia. “Abertura do Petróleo atrai projetos de UU\$ 15 Bi”. In: *Gazeta Mercantil*. São Paulo, 14 de Outubro de 1996. p. A-4.
- FERRAZ, João Carlos, Kupfer, David e HAGUENAVER, Lia. *Made in Brasil: Desafios Competitivos para a Indústria*. Rio de Janeiro: Campus, 1995.
- FIANE, Ronaldo. *Aspectos do Modelo Regulatório Brasileiro: Uma Avaliação a Partir dos Conceitos de Redes de Políticas e Herança Institucional*. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, s/d. pp. 1-15 (Mimeo).
- FIORI, José Luís. *A Crise do Estado Desenvolvimentista no Brasil - uma hipótese preliminar*. Texto para Discussão nº 88. Rio de Janeiro: IEI (UFRJ), Fevereiro de 1986.
- FIORI, José Luís. *Em Busca do Dissenso Perdido: Ensaio Crítico sobre a Festejada Crise do Estado*. Rio de Janeiro: Insight, 1995.
- FIORI, José Luís. Globalização, Hegemonia e Império. In: TAVARES, Maria da Conceição & FIORI, José Luís. *Poder e Dinheiro: uma economia política da globalização*. 3ª edição. Petrópolis: Vozes, 1997.
- FIORI, José Luís: “60 Lições dos 90 - Década de Neoliberalismo. São Paulo: Editora Record, 2001.

- FISHLOW, Albert. A economia política do ajustamento brasileiro aos choques do petróleo: uma nota sobre o período 1974/84. *Pesquisa e Planejamento Econômico*. Rio de Janeiro: IPEA. Vol. 16, nº 3. Dezembro de 1986. p. 530.
- FOLHA DE SÃO PAULO. *Estado Transfere 56 empresas e 148 mil pessoas ao setor privado*. Folha de São Paulo. 07 de Abril de 1998. (Especial-Privatização). p. 10.
- FOLHA DE SÃO PAULO, *Estado financia programa de desestatização*. Folha de São Paulo 07 de Abril de 1998. p. 08.
- FOLHA DE SÃO PAULO. Analistas indicam compra da PETROBRÁS. *Folha de São Paulo*. 19 de Junho de 1998.
- FOLHA DE SÃO PAULO. *Brasil lidera as privatizações no planeta*. Folha de São Paulo, 07 de Abril de 1998.
- FOLHA DE SÃO PAULO. *Odebrecht amplia controle no setor petroquímico*. Folha de São Paulo, 7 de Abril de 1998. p. 09 (Especial-Privatização).
- FRANK, André G. *Le Développement du Sous-Développement: L'Amérique Latine*. Paris: François Maspero, 1970.
- FREIRE, Alexandre de Figueiredo. *Análise Comparativa da Evolução Política e Institucional da Indústria de Petróleo na América Latina*. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, Março de 2001. (Dissertação de Mestrado em Ciências em Planejamento Energético).
- FREITAS, Jânio de. “Engodos Privados”. In: *Folha de São Paulo*. São Paulo, 28 de Maio de 1995. Caderno Brasil. p. 7.
- FREITAS, Jânio de. “Os tempos que são novos”. In: *Folha de São Paulo*. São Paulo, 08 de Julho de 1995. Caderno Brasil, p. 5.
- FRIAS, Hugo Chávez. “Venezuela: Visión Estratégica de Venezuela”. In: Conferencia desde la Escuela Diplomática. Madrid (Espanha), 16 de Maio de 2002. In: <http://veneinformate.eresmas.com>.
- FUAD, Kim. Privatização do petróleo e gás natural. In: BOEKER, Paul H (org.). *Transformações na América Latina: privatização, investimento estrangeiro e crescimento*. Rio de Janeiro: Jorge Zahar, 1995.
- FUGUET, Amado. PDVSA se abre pero... *América Economía*. Santiago do Chile. Nº 102. Dezembro de 1995.
- FUGUET, Amado. PDVSA baila con todos. *América Economía*. Santiago do Chile. Nº 122. Agosto de 1997.

- FURTADO, André e NEWTON, Mulher. *Estudo da Competitividade da Indústria Brasileira: Competitividade da Indústria de Extração e Refino de Petróleo*. Campinas: IEI/UNICAMP, 1993.
- GADANO, Nicolás. Determinantes de la Inversión en el Sector Petróleo y Gas de la Argentina. In: *Serie Reformas Económicas*. Nº 7. Santiago (Chile): CEPAL, Outubro de 1998.
- GARCÍA, Fernando Mayorga. Los Resguardos Indígenas y el Petróleo, Orígenes y Perspectivas del Oro Negro en Colombia. In: *Revista Credencial Historia*. Edição nº 49. Bogotá (Colômbia), Janeiro de 1994.
- GARCÍA, Fernando Mayorga. La Industria Petrolera en Colombia: lo que va de las concesiones a las asociaciones. I: *Revista Credencial Historia*. Edição nº 151. Bogotá (Colômbia), Julho de 2002.
- GARCÍA, Raúl E. La Integración Energética en el Cono Sur. Publicação Eletrônica do Instituto das Américas, Outubro de 2000. In: [www.iamericas.org](http://www.iamericas.org).
- GAZETA MERCANTIL. ANP regulamenta importação de gás. *Gazeta Mercantil* em 16/04/98. (internet).
- GIRALDO, Adriana Elvira Barrios. Colombia. In: PAULA, Ericson de (org.). *Energía para el Desarrollo de América del Sur*. São Paulo: Mackenzie, 2002.
- GONTIJO, Cláudio. Política de estatização e abertura externa: uma análise comparativa das experiências do Chile, da Argentina e do México. *Revista de Economia Política*, Vol. 15, nº 1 (57), janeiro - março de 1995.
- GORE, Charles. Rise and Fall of the Washington Consensus as a Paradigm for Developing Countries. In: *World Development*. Vol. 28, nº 5, 2000. pp. 789-804.
- GRAMSCI, A. *Selections from prison notebooks*. Nova York: International Publishers, 1971.
- GUIMARÃES, César. Empresariado, Tipos de Capitalismo e Ordem Política. In: MARTINS, Carlos Estêvão (org.). *Estado e Capitalismo no Brasil*. São Paulo: Hucitec-Cebrap, 1977.
- GUIMARÃES, Andréa Bastos da Silva. *As Experiências de Privatização do Setor Petrolífero na Argentina e de Abertura a Participação do Capital Privado da Venezuela*. Rio de Janeiro: UFRJ, março de 1997. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético).
- HABERMAS, Jurgen. *A Crise de Legitimação no Capitalismo Tardio*. Rio de Janeiro: Zahar Editores, 1980.
- HAGGARD, Stephan. La Reforma del Estado en América Latina. *Revista del CLDA Reforma y Democracia*. Nº 11. Caracas (Venezuela), Junho de 1998.



- HAYEK, Friedrich August von. *O Caminho da Servidão*. 5ª ed. Rio de Janeiro: Instituto Liberal, 1990.
- HERRERA, César V. & GARCÍA, Marcelo. *A 10 Años de la Privatización de YPF – Análisis y Consecuencias en la Argentina y en la Cuenca del Golfo San Jorge*. 23 de Janeiro de 2003. In: [www.creepace.com.ar](http://www.creepace.com.ar).
- HORN, M.. OPEC's Optimal Crude Oil Price. In: *Energy Policy*. Nº 32 (1), 2004. pp. 269-280.
- HONTY, Gerardo. Crisis Energética en el Cono Sur: Los Temas Ausente. Uruguai: Adital, 03 de Maio de 2004. In: [www.adital.org.br/site/noticia.asp?lang=ES&cod=11061](http://www.adital.org.br/site/noticia.asp?lang=ES&cod=11061).
- HUTTON, Will. *Como Será o Futuro Estado*. Brasília: Linha Gráfica e Editora, 1998. HUTTON, Will. *Como Será o Futuro Estado*. Brasília: Linha Gráfica e Editora, 1998.
- IAE (Instituto Argentino de la Energía “Gral. Mosconi”). *Análisis del Sector Hidrocarburos a través de la Evolución de las Reservas Comprobadas (Período 1986-2002)*. Setembro de 2003.
- IAE (Instituto Argentino de la Energía “Gral. Mosconi”). *Proyecto de Ley de Creación de ENARSA*. Julho de 2004.
- IANNI, Octavio. *Teorias da Globalização*. 5ª Ed. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 1999.
- IBP - INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO. *A Nova Regulamentação da Indústria de Petróleo no Brasil*. Rio de Janeiro: IBP/FGV, 1996.
- IEA. *IEA Energy Statistics*. In: [www.iea.org](http://www.iea.org).
- IIASA/WEC. *Energy for Tomorrow's World*. Laxenburg (Austria): International Institute for Applied Systems Analysis/World Energy Council, 1998.
- IMF. *World Economic Outlook* [Chapter 1 – section: Middle East: Fiscal Reforms Key to Stability and Higher Growth; Appendix 1.1 Longer-Term Prospects for Oil Prices]. Washington, D.C.: International Monetary Fund, 2003.
- JEREZ, César. *Irak y Colombia: Las Guerras Imperialistas del Petróleo*. 18 de Novembro de 2002.
- JOHNSTON, Daniel. *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Tulsa (Oklahoma): PennWell Books, 1994.
- JORNAL DO COMÉRCIO, ANP regulamenta importação de gás. *Jornal do Comércio* em 08/04/98.

- JUCÁ, Maria Carolina Miranda. Crise e Reforma do Estado: As Bases Estruturantes do Novo Modelo. In: *JusNavegandi*. Ano 7, nº 61. Teresina, Maio de 2003. [www.jusnavegandi.com.br](http://www.jusnavegandi.com.br).
- KAUFMANN, Robert. *The Forecast for World Oil Markets: Spring 2004*. Project Link Oil Forecast, 2004.
- KENDELL, James M.. *Measures of Oil Import Dependence*. WA, DC: EIA/DOE, 1998.
- KHAMRAEV, Hamide. La Géopolitique du Pétrole. In: <http://cemoti.revues.org/document58.html>.
- KIMURA, Wendell K. *Regulation Hawaii's Petroleum Industry*. Dezembro de 1995.
- KING, Anthony. Overload: problems of governing in the 1970's. In: *Political Studies*. Nº 23, 1975. pp. 162-174.
- KLARE, Michael T. Detrás del Petróleo Colombiano: intenciones ocultas. In: ALAI-AMLATINA. <http://listas.ecuanex.net.ec/pipermail/alai-amlatina/2000q4/000207.html>.
- KOHL, W.. OPEC Behavior, 1998-2001. In: *The Quarterly Review of Economics and Finance*. Nº 42 (2), 2002. pp. 209-233.
- KOZULJ, Roberto & BRAVO, Victor. *La Política de Desregulación Petrolera Argentina*. Buenos Aires (Argentina): IDEE, Setembro de 1993.
- KOZULJ, Roberto. Balance de la Privatización de la Industria Petrolera en Argentina y su Impacto sobre las Inversiones y la Competencia en los Mercados Minoristas de Combustibles. *Serie Recursos Naturales e Infraestructura nº 46*. Santiago de Chile: Cepal, Julho de 2002.
- KRESCH, Daniela. PETROBRÁS: O Nosso Combustível vai Mudar. São Paulo: *Isto é Dinheiro*. Nº 47 22 de julho de 1998. pp. 52-54.
- LAFIS (Pesquisa e Investimento em Gás na América Latina). *México Sob os Refletores*. Carta Capital. Cidade e Editora. Ano II, nº 41. 05 de fevereiro de 1997. pp. 78-83.
- LANDER, Luis E. La Reforma Petrolera del Gobierno de Chávez. *Revista Venezolana de Economía y Ciencias Sociales*. Vol. 8, nº 2, Maio-Agosto de 2002. pp. 185-187.
- LA NUEVA PDVSA AVANCES. “Convenio Argentina Venezuela – Petroleo, Palanca para la Integración con el Sur”. 11 de Abril de 2004. In: [www.pdvsa.com](http://www.pdvsa.com).
- LECCHI, José Cesário (Coord.). *O Setor Petrolífero Argentino e Brasileiro: Contextualização em Comparações*. Rio de Janeiro: UFRJ, 1994.

- LEI nº 2.004/53. *Cria a PETROBRÁS (Petróleo Brasileiro S.A.) e institui o monopólio estatal do petróleo no Brasil*. Brasil, 1953.
- LEI nº 9.478/97. *Dispõe sobre a Política Energética Nacional, as Atividades Relativas ao Monopólio do Petróleo, Institui o conselho Nacional de Política energética e a Agência Nacional do Petróleo*. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 6 de Agosto de 1997.
- LEI nº 9.427. Ministério de Minas e Energia, Brasília, 1997.
- LEITE, Antonio Dias. *A Energia do Brasil*. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.
- LESSA, C. Visão crítica do II Plano Nacional de Desenvolvimento *Revista Tibiriça*. São Paulo: ano III, n.º 6, 1977.
- LEY DE HIDROCARBUROS. Caracas (Venezuela): Congreso de la Republica de Venezuela, 7 de Agosto de 1977.
- LEY ORGÁNICA que reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos. Caracas (Venezuela): Gaceta Oficial (E) nº 1769, 29 de Agosto de 1975.
- LEY ORGÁNICA de Apertura del Mercado Interno de la Gasolina y Otros Combustibles Derivados de los Hidrocarburos para Uso de Vehículos Automotores. Caracas (Venezuela):Gaceta Oficial nº 36537, 11 de Setembro de 1998.
- LIJPHART, Arend. Os Modelos Majoritário e Consociacional da Democracia: contrastes e ilustrações. In: LAMOUNIER (org.). *A Ciência Política nos Anos 80*. Brasília: Editora da Universidade de Brasília, 1982.
- LIMA, Medeiros. *Petróleo, Energia Elétrica, Siderurgia: a luta pela emancipação (um depoimento de Jesus Soares Pereira sobre a política de Vargas)*. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1976.
- LODI, Carlos Felipe G. “Estratégia e Desempenho das Empresas de Energia”. PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 8 de Julho de 2004. (Apresentação).
- LORA, Miguel. “Petroamérica, La Estrategia Sudamericana para Recuperar su Soberanía Energética. 8 de Junho de 2004. In: [www.rebellion.org](http://www.rebellion.org).
- LUNDBERG, E. L.& CASTRO, A L. P. de. Desequilíbrio financeiro do setor público e seu impacto sobre o orçamento monetário. LOZARDO, E. (org.). *Déficit público brasileiro: política econômica e ajuste estrutural*. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1987.
- LUTZ, Wolfgang F. Reformas del Sector Energético, Desafíos Regulatorios y Desarrollo Sustentable en Europa y América Latina. In: *Serie Recursos Naturales e Infraestructura*. Nº 26. Santiago (Chile): CEPAL, Junho de 2001.

- LUZARDO, Gastón Parra. *Análisis de la Actividad Petrolera en el Lapso 1994-1998*. Venezuela: Soberania.info, Abril de 1999.
- MACEDO e SILVA, Antonio Carlos. *PETROBRÁS: a consolidação do monopólio estatal e a empresa privada (1953-1964)*. Campinas: UNICAMP, 1985. pp. 2-3.( Dissertação de Mestrado em Economia).
- MAGNOLI, Demétrio. *Relações Internacionais: Teoria e História*. São Paulo: Saraiva, 2004.
- MALHEIROS, T.M.M. & LA ROVERE, E. L. Activités d'Exploration et de Production du Pétrole dans le Nouveau Scénario de Flexibilité du Monopole d'État au Brésil. In: *Oil&Gas Science and Technology – Rev. IFP*. N° 5, Vol. 55, 2000.
- MALTA, Maria Mello. *Economia Política dos Preços Internacionais do Petróleo*. Niterói: UFF/SEP (Sociedade de Economia Política), 1998.
- MANESCHY, Osvaldo. “Governo quer privatizar a PETROBRÁS”. In: *Cadernos do Terceiro Mundo*. Ano 21, n° 187, pp. 7-8. Rio de Janeiro: Terceiro Mundo, Junho de 1995.
- MANESCHY, Osvaldo. “Primeiro mundo preserva seus Estados”. In: *Cadernos do Terceiro Mundo*. Rio de Janeiro: Terceiro Mundo, n° 187 Julho de 1995, pp. 5-6.
- MANOEL, Cássio Oliveira. Natureza jurídica dos *royalties* do petróleo. In: *2º Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás*. Rio de Janeiro, Junho de 2003.
- MARCOS Regulatórios: sector energético de América Latina y del Caribe. In: [www.icem.org.br](http://www.icem.org.br).
- MARCOVITCH, Jacques. “Integração Energética na América Latina”. In: *Revista Brasileira de Energia*. Vol., n° 3, 1990.
- MARINHO, Ilmar Penna Júnior. *Petróleo: Soberania e Desenvolvimento*. Rio de Janeiro: Editora Bloch, 1970.
- MARQUES, Hamilton Nonato. Privatização e Qualidade dos Serviços Públicos de Infra-Estrutura: controle Social e Participação do Consumidor. *Texto para Discussão*. Rio de Janeiro. IPEA. N° 426. Julho de 1996.
- MARQUEZ, Humberto. “Petroleo: Venezuela Recomienda al Sur Acudir a Fondo OPEP”. In: [www.tierramerica.org](http://www.tierramerica.org).
- MARTINS, Carlos Estêvão. *Capitalismo de Estado e Modelo Político no Brasil*. Rio de Janeiro: Graal, 1977.
- MARTINS, Luciano. *Pouvoir Politique et Développement Economique. Structures de pouvoir et système de décisions au Brésil*. Université de Paris V, Thèse de Doctorat d'Etat, 1973.

- MARTINS, Luciano. *Estado capitalista e burocracia no Brasil*. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1985.
- MARTINS, Luiz Augusto Milani. Política e Administração da Exploração e Produção de Petróleo. *Série Estudos e Documentos n° 35*. Rio de Janeiro: CETEM/CNPq, 1997.
- MARZANI, Bianca Santos, FURTADO, André Tosi & GUERRA, Sinclair Mallet-Guy. Novo contexto de abertura do mercado brasileiro de petróleo e os fornecedores locais: a criação do REPETRO. In: *2º Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás*. Rio de Janeiro, Junho de 2003.
- MATERIAIS/MDAS/PETROBRÁS. 2004. (Mimeo).
- MAUGERI, Leonardo. Oil: Never Cry Wolf – Why the Petroleum Age is Far from Over. In: *Science*, 304. 21 de maio de 2004. pp. 1114-1115.
- MAYORGA-ALBA, Eleodoro. Revisiting Energy Policies in Latin America and Africa: A Redefinition of Public and Private Sector Roles. In: *Energy Policy*, Outubro de 1992. pp. 995-1004.
- MELLONI, Eugênio. “PETROBRÁS não paga a usineiros”. In: *Gazeta Mercantil*. São Paulo, 05 de Março de 1996. Caderno de Finanças e Mercados, p. B-20.
- MELLONI, Eugênio. “Destaque provoca polêmica”. In: *Gazeta Mercantil*. São Paulo, 06 de Março de 1997. p. A-15.
- MELLONI, Eugênio. “Integração Energética no Cone Sul Esbarra na Regulamentação”. In: 17º Congresso Mundial de Petróleo e Gás. Rio de Janeiro, 2002.
- MENDONÇA, Sônia Regina de. *Estado e Economia no Brasil: opções de desenvolvimento*. Rio de Janeiro: Graal, 1986. p. 47.
- MENEZELLO, Maria D’Assunção Costa. *Comentários à Lei do Petróleo: Lei Federal n° 9.478, de 6-8-1997*. São Paulo: Atlas, 2000.
- METRI, Paulo. *Dos Choques do Petróleo e dos Contratos de Risco à Abertura de Mercado*. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 26 de Novembro de 2004. (Palestra – Comemoração dos 25 Anos do Programa de Planejamento Energético).
- MINISTERIO DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN. *Perspectivas Macroeconómicas: Crecimiento, Empleo y Precios*. Análisis n° 1. Buenos Aires (Argentina), Abril de 2004.
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. In: [www.minminas.gov.co](http://www.minminas.gov.co).
- MME. In: [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br).

- MODESTO, Paulo. Agências executivas. A organização administrativa entre o casuísmo e a padronização. In: *JusNavegandi*. Nº 54. Teresina, Fevereiro de 2002. [www.jusnavegandi.com.br](http://www.jusnavegandi.com.br).
- MOMMER, Bernard. Venezuela: Un Nuevo Marco Legal e Institucional Petrolero. *Revista Venezolana de Economía y Ciencias Sociales*. Vol. 8, nº 2, Maio-agosto de 2002. pp. 201-207.
- MONTEIRO LOBATO, José Bento. O Escândalo do Petróleo e Ferro. *Obras Completas de Monteiro Lobato – Literatura Geral*. 1ª Série, Vol. 7. São Paulo: Brasiliense, 1956.
- MONTEIRO, Marcelo & MINEIRO, Procópio. “Soberania ou Modernidade?”. In: *Cadernos do Terceiro Mundo*. Rio de Janeiro: Terceiro Mundo, nº 184 Abril de 1995, pp. 4-8 (Política).
- MONTEIRO, Marco Antonio. PETROBRÁS Explorará Óleo na Área Colombiana do Mar do Caribe. 26 de Agosto de 2004. In: [www.guiaoffshore.com.br](http://www.guiaoffshore.com.br).
- MONTEIRO, Ricardo Rego. ANP abrandará restrições ao capital da PETROBRÁS. *Jornal do Comércio*. 21 de maio de 1998.
- MONTOYA, Aurelio Suárez. *Petróleo: ¿Talón de Aquiles de la Globalización?* 23 de Junho de 2002.
- MORAES, Alexandre de. Regime jurídico da concessão para exploração de petróleo e gás natural. In: *JusNavegandi*. Nº 52. Teresina, Novembro de 2001. [www.jusnavegandi.com.br](http://www.jusnavegandi.com.br).
- MOREIRA Neiva. Lições da Crise. *Cadernos do Terceiro Mundo*. Rio de Janeiro: Terceiro Mundo. Nº 204. Dezembro de 1997. pp. 46-47.
- MORSE, Edward L. & RICHARD, Fames. The Battle for Energy Dominance. In: *Foreign Affairs*. Março/Abril de 2002.
- MOURA, Marcelo Gameiro de. Agências Regulatórias no Brasil: os Casos dos Setores de Telecomunicações, Eletricidade e Petróleo/Gás Natural. In: *Revista do Serviço Público*. Ano 53, nº 2. Brasília, Abr-Jun de 2002. pp. 78-113.
- MUSSA, Michael. *The impact of higher oil prices on the global economy*. Washington, D.C.: International Monetary Fund, 2000.
- NASCIMENTO, Sandra. “Comissão aprova a regulamentação do petróleo”. In: *Gazeta Mercantil*. São Paulo, 12 de Março de 1997. p. A-9.
- NASCIMENTO, Sandra. “Impasse na emenda do petróleo: PPB e PFL querem tirar o artigo que impede a privatização da PETROBRÁS”. In: *Gazeta Mercantil*. São Paulo, 06 de Março de 1997. P. A-15.

- NASSER, Imad Ali. As privatizações à luz do ditado constitucional. In: *JusNavegandi*. Nº 52. Teresina, Novembro de 2001. [www.jusnavegandi.com.br](http://www.jusnavegandi.com.br).
- NISKANEN JR., William A. *Bureaucracy and Representative Government*. Chicago e Nova York: Aldine Atherton, 1971.
- NOVAES, Washington. “Proálcool não é filme de mocinho e bandido”. In: *Gazeta Mercantil*. São Paulo, 05 de Março de 1996. Caderno de Opinião, p. A-3.
- NOVO, Aguinaldo. ANP critica os resultados da PETROBRÁS. *O Globo* em 05/06/98. (internet).
- O ESTADO DE SÃO PAULO. “Argentina Volta a ter Estatal de Petróleo”. 12 de Maio de 2004. In: <http://agenciact.mct.gov.br>.
- OFFE, Claus. *Contradictions of the Welfare State*. Ed. John Keane, Hutchinson Publishers, 1984.
- OFFE, Claus. *Capitalismo Desorganizado*. São Paulo: Brasiliense, 1989.
- OILEN, Roger. It’s not your father’s oil industry anymore. In: *The Quarterly Review of Economics and Finance*. Nº 42 (2), 2002. pp. 235-250.
- OLIVEIRA, Adilson de & ALVEAL CONTRERAS, Carmen. *Eletricidade e Integração: Uma Perspectiva desde o Cone Sul*. Rio de Janeiro: Grupo de Energia/IE/UFRJ, 1991.
- OLSON JR., Mancur. *The Logic of Collective Action*. 3ª ed. Nova York: Schocken Books, 1970.
- OPEP. *OPEC Statute*. OPEP, 2000.
- OPEP. *Annual Report – 2002*. OPEP, 2003.
- OPEP. *Annual Statistical Bulletin - 2003*. OPEP, 2004a.
- OPEP. *OPEP General Information*. OPEP, Maio de 2004b.
- O PETRÓLEO é nosso. In: *Exame*. São Paulo: Abril, ano 27, nº 13, ed. 586, 21 de Julho de 1995, pp. 21-26.
- O PETRÓLEO é nosso. In: *IstoÉ*. São Paulo: três, nº 1341, 14 de Julho de 1995 pp. 21-26.
- ORIGEN y Desarrollo de la Industria del Petróleo en Argentina y Latinoamérica. In: [www.sindluzyfuerzamdrg.ar](http://www.sindluzyfuerzamdrg.ar).
- OSAVA, Mario. “Energia: Gás é Integração e Dependência na América Latina.” In: [www2.uol.com.br](http://www2.uol.com.br).

- PALERMO, Fernanda Keline de Oliveira. As agências reguladoras como fomentadoras de desenvolvimento econômico e social. In: *JusNavegandi*. Nº 58. Teresina, Agosto de 2002. [www.jusnavegandi.com.br](http://www.jusnavegandi.com.br).
- PAULA, Ericson de (org.). *Energía para el Desarrollo de América del Sur*. São Paulo: Mackenzie, 2002.
- PDVSA – SALA DE PRENSA. PDVSA y PETROBRAS Consolidan Integración Energética de América del Sur. In: [www.pdv.com/noticias/2005/febrero/050214\\_02\\_es.htm](http://www.pdv.com/noticias/2005/febrero/050214_02_es.htm).
- PERCEBOIS, J.. *Economie de l'énergie*. Paris: Econômica, 1989.
- PEREIRA, L. C. B. Estado, sociedade civil e legitimidade democrática. *Revista Lua Nova*. Rio de Janeiro: n.º 36, 1995.
- PESSOA, Robertônio Santos. Empresas públicas à luz das recentes reformas (EC 19/98). In: *JusNavegandi*. Nº 33. Teresina, Julho de 1999. [www.jusnavegandi.com.br](http://www.jusnavegandi.com.br).
- PETRAZZINI, Bem A. “Investimento Direto Externo em Privatização na América Latina”. In: BOCKER, Paul H. (org). *Transformação na América Latina: Privatização, Investimento Estrangeiro e Crescimento*. Rio de Janeiro: Jorge Zahar, 1995.
- PETROBRÁS. *Sistema PETROBRÁS: Diagnóstico e Perspectivas*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, Outubro de 1993a.
- PETROBRÁS. *PETROBRÁS: 40 anos de Trabalho*. Rio de Janeiro: SERPLAN/PETROBRÁS, 08 de Novembro de 1993b.
- PETROBRÁS. Novas Regras para o setor petróleo. *Revista da PETROBRÁS*. Ano IV, nº 36. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, Maio de 1997a. pp. 8 - 9.
- PETROBRÁS. O desafio da flexibilização. *Revista da PETROBRÁS*. Ano IV, nº 40. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, Setembro de 1997b. pp. 8 - 9.
- PETROBRÁS. *PETROBRÁS em Ações – Relacionamento com Investidores*. Nº 2. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 2004.
- PETROPERU. In: *Vários Documentos*. [www.petroperu.com](http://www.petroperu.com).
- PETRY, André. “O motor do século e do capitalismo”. In: *Veja*, nº 24, pp. 34-39, Junho de 1995.
- PICARD, Alberto Arroyo. *Resultados del Tratado de Libre Comercio de América del Norte en México: Lecciones para la Negociación del Acuerdo de Libre Comercio de las Americas*. México: Red Mexicana de Acción Frente al Libre Comercio/Oxfam Internacional. Dezembro de 2001.



- PILATI, Raul. “Importação de petróleo será liberada em três anos: substitutivo muda proposta do governo, que concedia ao futuro órgão regulador do setor maior controle sobre o mercado”. In: *Gazeta Mercantil*. São Paulo, 22 de Janeiro de 1997. p. A-9.
- PINHEIRO, Armando Castelar & OLIVEIRA FILHO, Luiz Chysostomo de. Privatização no Brasil: passado, planos e perspectivas. *Texto para Discussão*. Nº 230. Rio de Janeiro: IPEA, Agosto de 1991.
- PINHEIRO, Armando Castelar & GIAMBIAGI. As Empresas Estatais e o Programa de Privatização do Governo Collor. *Texto para Discussão*. Nº 261. Rio de Janeiro: IPEA, Maio de 1992.
- PINTO, Fábio. *Perspectivas da Exploração no Brasil: visão geral sobre as descobertas recentes*. Rio de Janeiro: ANP, 2002. (Palestra).
- PINTO, Elida Graziane. Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado e Organizações Sociais: Uma Discussão dos Pressupostos do “Modelo” de Reforma do Estado Brasileiro. In: *JusNavegandi*. Ano 5, nº 51. Teresina, Outubro de 2001. [www.jusnavegandi.com.br](http://www.jusnavegandi.com.br).
- PIRES, José Cláudio Linhares & GOLDSTEIN, Andrea. Agências Reguladoras Brasileiras: Avaliação e Desafios. In: *Revista do BNDES*. V. 6, nº 16. Rio de Janeiro, Dezembro de 2001. pp. 3-42.
- PIRES DO RIO, Gisela Aquino. *Dinâmica do Sistema Energético do Brasil: uma abordagem geopolítica*. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 1988.
- PIRES, Paulo Valois. *A Evolução do Monopólio Estatal do Petróleo*. Rio de Janeiro: Lumén Juris, 2000.
- PISTONESI, Héctor, PADILLA, Víctor Rodriguez & CHÁVEZ, César. Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: guía para la formulación de políticas energéticas. OLADE/CEPAL/GTZ, Quito (Equador), 2000.
- POLANYI, Karl. *A Grande Transformação: as Origens da Nossa Época*. Rio de Janeiro: Campus, 2000.
- PORRAS, Enrique R. González. *La Economía Política de la Nueva Ley de Hidrocarburos*. [www.eumed.net/cursecon/ecolat/](http://www.eumed.net/cursecon/ecolat/).
- PREBISCH, R. O desenvolvimento econômico da América Latina e os seus principais problemas. *Revista Brasileira de Economia Política*. Rio de Janeiro, 1949.
- PUCALLION, Paul. “Não se mexe em time que se esta ganhando”. In: *Conjuntura Econômica*. Rio de Janeiro: FGV, v. 47, nº 10, Outubro 1993. pp. 42-43.

- RAMCHARRAM, Harry. Oil production responses to price changes: an empirical application of the competitive model to OPEC and non-OPEC countries. In: *Energy economics*. N° 24 (2), 2002. pp. 97-106.
- RAMÍREZ, Eduardo Ortiz. “Petroleo, Integración y Comercio: Omisiones Fundamentales”. In: [www.analitica.com](http://www.analitica.com).
- RANDALL, Laura. *The Political Economy of Mexican Oil*. New York/London: PRAEGER, 1989.
- REGATTIERI, Verana Barbosa. *Conjuntura Internacional do Petróleo: Venezuela - Estudo de Caso*. Vitória: UFES, 1998. Monografia (Monografia Anual Apresentada ao Grupo Pet-Economia).
- REGO, Anna Lygia Costa. Aspectos institucionais do modelo regulatório para E&P de petróleo no Brasil. In: *2º Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás*. Rio de Janeiro, Junho de 2003.
- REICHSTUL, Henri Chilippe e COUTINHO, Luciano. “Investimento estatal 1974-1980: ciclo e crise”. In: *Desenvolvimento Capitalista no Brasil: Ensaio Sobre a Crise*. São Paulo: Brasiliense, 1983.
- RELATÓRIO regulamenta o fim do monopólio da PETROBRÁS. In: *Gazeta Mercantil*. São Paulo, 22 de janeiro de 1997. P. A-4.
- REPSOLD JÚNIOR, Hugo. *A Competição e a Cooperação na Exploração e Produção de Petróleo*. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2003. (Tese de Mestrado em Planejamento Energético).
- REYES, Armando Zamora. *A New Era in the Colombian Oil and Gas Industry*. Bogotá (Colômbia): ANH, Novembro de 2004. (Apresentação).
- RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *As Joint Ventures na Indústria do Petróleo*. Rio de Janeiro: Renovar, 1997.
- RIGOLON, Francisco José Zagari. Regulação da Infra-Estrutura: A experiência Recente no Brasil. *Revista do BNDES*. V. 4, p. 123-150. Junho de 1997.
- ROCA, Maria Alicia Gallego e KARAKACHOFF, Diego. Desregulación petrolera: ¿un cambio de política? *Serie de Estudios*. N.º 6. Dezembro de 1992. pp. 7-10.
- ROCHA, Ana Maria. Uma análise das recentes mudanças no setor petrolífero brasileiro. *Revista Princípios*. São Paulo: Anita Garibaldi. n° 48, Março/Abril de 1998.
- RODRIGUES NETO, João. Um monopólio estatal vítima do equívoco. In: *Tribuna*. Natal, 12 de Setembro de 1993. Caderno Geral, p. 20.

- RODRIGUES, J. Caleia. “A Quem Pertence o Petróleo: Soberania Nacional versus Dependência Energética”. Julho de 2002. In: [www.galpenergia.com](http://www.galpenergia.com).
- ROVNER, Eduardo Sáenz. La Industria Petrolera en Colombia, concesiones, reversión y asociaciones. In: *Revista Credencial Historia*. Edição nº49. Bogotá (Colômbia), Janeiro de 1994.
- RUDOLPH, Lloyd I. & RUDOLPH, Susanne Hoerber. Autoridad y Poder en la Administración Burocrática y Patrimonial. In: OSZLAK, O. (org.) *Teoria de la Burocracia Estatal: enfoques críticos*. Buenos Aires: Editorial Paidós, 1984.
- SALAMEH, Mamdouh G. Quest for Middle East oil: the US versus the Asia-Pacific region. In: *Energy Policy*. Nº 31 (11), 2003. pp. 1085-1091.
- SALAS, Rodolfo Segovia. La Génesis del Contrato de Asociación. In: *Carta Petrolera Especial 50 Años*. [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co).
- SALGADO, Lúcia Helena. *Privatização: Mais um Passo do Capitalismo*. Rio de Janeiro: UFRJ/IEI, 1987 (Texto para discussão nº 141).
- SALOMON, Marta. “FHC promete dar privilégios à PETROBRÁS”. In: *Folha de São Paulo*. São Paulo, 08 de Junho de 1995. Caderno Brasil, p. 7.
- SANTOS, Brasilino Pereira dos. Ilegalidade das contratações temporárias para o quadro das agências reguladoras e fiscalizadoras e o projeto para proibição de concurso público. In: *JusNavegandi*. Nº 42. Teresina, Junho de 2000. [www.jusnavegandi.com.br](http://www.jusnavegandi.com.br).
- SANTOS, Edmilson moutinho dos & CORREIA, Carlos Augusto de Almeida. Deve a Agência Nacional do Petróleo Explorar Novas Fórmulas Contratuais. *III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*. 1998.
- SANTOS, Francisco. “PETROBRÁS tem prejuízo de 400m”. In: *Folha de São Paulo*. São Paulo, 04 de Abril de 1996. Caderno Brasil p. 6.
- SANTOS, Wanderley Guilherme dos. Um Novo Paradoxo Mandevilliano: virtudes políticas, vícios econômicos – uma breve discussão. In: LAMOUNIER, B. (org.). *A Ciência Política nos Anos 80*. Brasília: Editora Universidade de Brasília, 1982.
- SANTOS, Wanderley Guilherme dos. *Paradoxos do Liberalismo*. São Paulo: Vértice/Iuperj, 1988.
- SCHIFF, M. *Regional Integration and Development in Small States*. Washington, D.C.: World Bank, s/d.
- SCHIFF, M. & WINTERS, A. *Regional Integration and Development*. Washington, D.C.: World Bank, 2003.

- SCHMITTER, Phillippe C. El Futuro del Estado Benefactor. In: EURAL/CIEL. *Crisis y Regulación Estatal: Dilemas de Política en América Latina e Europa*. Buenos Aires: Grupo Editor Latinoamericano, 1986.
- SCHNEIDER, Bem Ross. “A Privatização governo Collor: triunfo do liberalismo ou o colapso do Estado desenvolvimentista?”. In: *Revista de Economia Política*. São Paulo: Brasiliense, vol. 12, nº 1 (45), Janeiro/Março de 1992, pp. 5-18.
- SECRETARIA DE ENERGIA. In: [www.energia.mecon.ar](http://www.energia.mecon.ar).
- SECRETARIA DE ENERGIA. *Boletín Anual de Reservas de Hidrocarburos – 2002*. Buenos Aires (Argentina): Secretaría de Energía, Novembro de 2004.
- SERPLAN/PETROBRÁS. Álcool e petróleo: aspectos da questão. *Caderno de Debates*. Rio de Janeiro: SERPLAN, nº 011, Janeiro de 1995. p. 3
- SERPLAN/PETROBRÁS. “A quem interessa campanha contra a PETROBRÁS”. In: *Cadernos Debates*. Rio de Janeiro: SERPLAN, nº 005, Julho de 1994.
- SERPLAN/PETROBRÁS. “Índices fantasmas criados para a Revisão Constitucional”. In: *Caderno de Debates*. Rio de Janeiro: SERPLAN, nº 007 Setembro de 1994.
- SERPLAN/PETROBRÁS. *Balanço Social da PETROBRÁS*. Rio de Janeiro :SERPLAN, 1993.
- SERPLAN/PETROBRÁS. Contribuição da PETROBRÁS para o Desenvolvimento do país. Rio de Janeiro: SERPLAN, Agosto de 1993.
- SERPLAN/PETROBRÁS. *Impactos para a Sociedade na Eventual Quebra do Monopólio Estatal do Petróleo*. Rio de Janeiro: SERPLAN, 11 de Novembro de 1993.
- SERPLAN/PETROBRÁS. *PETROBRÁS 40 anos*. Rio de Janeiro: SERPLAN, 1993.
- SERPLAN/PETROBRÁS. *Produção de Petróleo no Brasil: análise estratégica*. Rio de Janeiro: SERPLAN, 9 de Fevereiro de 1994.
- SERPLAN/PETROBRÁS. *Sistema PETROBRÁS: diagnóstico e perspectiva*. Rio de Janeiro: SERPLAN, Outubro de 1993.
- SERRA, José. Ciclo e mudanças estruturais na economia brasileira do pós-guerra. In: BELUZZO, L. G. & COUTINHO, R. (org.). *Desenvolvimento Capitalista no Brasil: ensaios sobre a crise*. Vol. 1. São Paulo: Brasiliense, 1982.
- SILVA, Alexandre Rezende. Neoliberalismo e a Constituição Federal. In: *JusNavegandi*. Nº 58. Teresina, Agosto de 2002. [www.jusnavegandi.com.br](http://www.jusnavegandi.com.br).

- SILVA, Alexandre Vitorino. Agências regulatórias e o seu poder regulamentar em face do princípio da legalidade. In: *JusNavegandi*. Nº 61. Teresina, Janeiro de 2003. [www.jusnavegandi.com.br](http://www.jusnavegandi.com.br).
- SMITH, Peter Seaborn. *Petróleo e Política no Brasil Moderno*. Brasília: Editora Art Nova/Editora Universidade de Brasília, 1978.
- SIMÕES, Antonio José Ferreira. *A ALCA no Limiar do Século XXI: Brasil e EUA na Negociação Comercial Hemisférica*. Buenos Aires (Argentina): INTAL-ITD-STA. Documento de Trabalho 9, Maio de 2002.
- SIQUEIRA, Cláudia. Riqueza Pouco Explorada. *Brasil Energia*. Nº 279, Fevereiro de 2004. Especial Campos Marginais.
- SIQUEIRA, Cláudia. O Novo Desenho da Exploração no Brasil. *Brasil Energia*. Nº 287, Outubro de 2004. Especial Exploração.
- SOBERÓN, Luis Rebolledo. *Políticas Económicas Comparadas en América Latina*. Lima, Luis: Rebolledo Soberón, 1994.
- SOUZA, Rosiane de. *Conjuntura Internacional do Petróleo: Argentina - Estudo de Caso*. Vitória: UFES, 1998. Monografia (Monografia Anual Apresentada ao Grupo Pet - Economia).
- STEVENS, Paul. *Strategic Positioning in the Oil Industry: trends and options*. Abu Dhabi (EAU): The Emirates Center for Strategic Studies and Research, 1998.
- STIGLER, George. *The Citizen in the State. Essays on Regulation*. Chicago: University of Chicago Press, 1975.
- SUZIGAN, Wilson. “Estado e industrialização no Brasil”. In: *Revista de Economia Política*. São Paulo: Brasiliense. Vol. 08, nº4, Outubro - Dezembro/1988. pp. 5-15.
- TAVARES, Maria Conceição, “Ruptura do monopólio do petróleo”. In: *Folha de São Paulo*. São Paulo, 11 de Junho de 1995. Caderno de Finanças, p. 05.
- TAVERNE, Bernard. *An Introduction to the Regulation of the Petroleum Industry-Laws, Contracts and Conventions*. Londres: Graham & Trotman, 1994.
- TOURINHO, Octavio A. F. e VIANNA, Ricardo L. L. Avaliação e Agenda do Programa Nacional de Desestatização. *Texto para Discussão*. Rio de Janeiro: IPEA. Nº 322. Outubro de 1993.

- TOURINHO, Octavio A. F. e VIANNA, Ricardo L. L. *Motivação e Estruturação do Programa Nacional de Desestatização. Texto para Discussão*. Rio de Janeiro: IPEA. Nº 324. Outubro de 1993.
- UPME. In: [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co).
- URIBE, Muriel Tapia & DIAZ, Oscar Agurto. *Contrato Especial de Operación Petrolera*. Chile: Universidad Central de Chile/Facultad de Derecho, Outubro de 1998. (Monografia de Especialização em Direito Contratual).
- UZCÁTEGUI, Víctor J. Poleo. Petróleo. Soberania.info – 15/12/03. In: [www.soberania.info/Articulos/articulo\\_649.htm](http://www.soberania.info/Articulos/articulo_649.htm).
- VEIGA, Pedro da Motta. “A Infra-Estrutura e o Processo de Negociação da ALCA”. In: *Texto para Discussão nº 507*. IPEA, Brasília, Agosto de 1997.
- VEJA. Pio mais claro: genro de FHC vira o homem do petróleo no país. São Paulo: Abril. Ano 31, nº 2. 14 de Janeiro de 1998. p. 26.
- VELHO, Otávio Guilherme. *Capitalismo Autotritário e Campesinato*. São Paulo/Rio de Janeiro: Difel, 1976.
- VELLOSO, Eliane. Shell propõe “swap” de R\$ 1 bilhão. *Gazeta Mercantil*. São Paulo. 12 de Janeiro de 1998.
- VENEZUELA Busca Integração Energética de Latinoamérica. 13 de Julho de 2004. In: [www.adital.org.br](http://www.adital.org.br).
- VERÍSSIMO, Renata. ANP terá orçamento de R\$ 130 milhões. *Gazeta Mercantil*. São Paulo. 12 de Janeiro de 1998. p. A-6. Caderno Nacional.
- VILAS BOAS, Marina Vieira. *Integração Gasífera no Cone Sul: Uma Análise das Motivações dos Diferentes Agentes Envolvidos*. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, Março de 2004 (Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético).
- VILLA, Rafael Duarte. Brasil: Política Externa e Agenda Democrática na América do Sul. In: *4º Encontro Nacional da ABCP (Associação Brasileira de Ciência Política)*. Rio de Janeiro: PUC, 21-24 de Julho de 2004. (Mimeo).
- VILLELA, Lamounier Erthal. As Mudanças Institucionais no Setor Energético Brasileiro Segundo os Diferentes Referenciais Sócio-Econômicos. In: *VI Congresso Brasileiro de Energia*. Rio de Janeiro, 1996.
- WALDE, Thomas W. Restructuring and Privatization: Viable Strategies for State Enterprises in developing countries? In: *Utilities Policy*, Outubro de 1991. pp. 412-417.

- WERNECK, Rogério L. F. “Aspectos macroeconômicos da privatização no Brasil”. In: *Pesquisa e Planejamento Econômico*. Rio de Janeiro: IPEA, vol. 19, nº 02, Agosto de 1989, pp. 227-305.
- WILDAVSKY, Aaron. *The Politics of the Budgetary Process*. 5ª ed. Boston: Little, Brown and Company, 1964.
- YEATTS, Guillermo. Proyecto de Reforma de la Ley de Hidrocarburos. Un Retorno al Estado Regulador. *Revista Jurídica Argentina La Ley*. Buenos Aires (Argentina), 1996-E. pp. 1240-1244.
- YERGIN, Daniel. *O Petróleo: Uma História de Ganância, Dinheiro e Poder*. São Paulo: Editora Sanita, 1992.
- ZACONETTI, Jorge Eusebio Manco. Privatización en Cuestión – Una Historia Negra: Belco, Petromar, Petrotech. In: *Revista de la Facultad de Ciencias Económicas*. Año IV, nº 14. Peru: UNMSM, s/d. pp. 39-60.